

Umweltwirkungsanalyse von Energiesystemen:

Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS)

Endbericht

U.Fritsche / L.Rausch / K.-H.Simon

Öko-Institut, Büro Darmstadt

Wissenschaftliches Zentrum III
an der Gesamthochschule Kassel

Darmstadt/Kassel, August 1989

Vorbemerkungen

Im Rahmen des GEMIS-Projekts wurde eine Datenbasis und Methodik für umweltbezogene Analysen und Vergleiche von Energiesystemen zur Bereitstellung von Wärme und Elektrizität entwickelt.

Hierbei wurden von der Primärenergiegewinnung bis zur Nutzenergie alle wesentlichen Elemente berücksichtigt und der Materialaufwand zur Herstellung von Energieanlagen einbezogen.

Die Datenbasis enthält energetische Kenngrößen (Nutzungsgrade, Leistung, Auslastung), Schadstoffemissionen (SO_2, NO_x, Staub, CO_2), anfallende Reststoffe, Flächeninanspruchnahme sowie wichtige qualitative Umweltaspekte.

Weiterhin wurde ein Computerprogramm zur vergleichenden Umweltanalyse von Energiesystemen entwickelt, daß für den Einsatz auf Personal-Computern geeignet ist und sehr weitgehende Flexibilität für Datenanpassungen an spezifische Fragen erlaubt.

Die für das Gesamtprojekt erforderlichen Einzelarbeiten wurden während der Projektlaufzeit in Arbeitspapieren zusammengefaßt, die zur Dokumentation und Diskussion des Projektfortschritts dienten und nicht zur Veröffentlichung bestimmt waren. Die Ergebnisse der Arbeitspapiere sind im vorliegenden Endbericht aufgenommen. Der Anhang enthält ein Verzeichnis aller Arbeitspapiere, auf Anfrage können Interessierte diese Papiere vom Hessischen Minister für Wirtschaft und Technik beziehen.

Das erstellte Computer-Programm zur vergleichenden Umweltanalyse kann Interessierten durch den Hessischen Minister für Wirtschaft und Technik (HMWT) zur Nutzung überlassen werden.

Die Arbeiten im Rahmen des GEMIS-Projekts wurden mit Mitteln des Hessischen Ministers für Wirtschaft und Technik gefördert.

Danksagung

Die Arbeiten zu GEMIS wurden durch eine Fachgruppe begleitet, an der neben MitarbeiterInnen des Hessischen Ministeriums für Wirtschaft und Technik auch VertreterInnen des Umweltbundesamtes (UBA), der Bundesforschungsanstalt für Landeskunde und Raumordnung (BfLR), der Hessischen Landesanstalt für Umwelt (HLfU), der Technischen Überwachung Hessen (TÜH) und des Instituts Wohnen und Umwelt (IWU) teilnahmen.

Diese fachliche Begleitung ergab wertvolle Hinweise, Anregungen und kritische Gedanken zu den Arbeiten, wofür wir allen Beteiligten danken.

Weitere Unterstützung erhielten die Projektbearbeiter durch Daten- und Literaturhinweise, Diskussionen und Anmerkungen von MitarbeiterInnen aus Forschungseinrichtungen im Inland[1] und Ausland[2] sowie Verbändevertretern der deutschen Energiewirtschaft[3], die mit ihrer Hilfsbereitschaft zum GEMIS-Projekt beitrugen.

Unser besonderer Dank gilt den folgenden Personen: Peter Beck, Gabriele Purper, Klaus Michael, Aribert Peters, Franz Puder, Michael Rentz

Die Verantwortung für die Projektergebnisse sowie für die Schlußfolgerungen und Perspektiven der GEMIS-Arbeiten liegt allein bei den Projekt-Bearbeitern.

Darmstadt/Kassel, im August 1989 Die Autoren

---

1 u.a. Forschungsstelle für Energiewirtschaft, München

2 Audubon Society/New York, Bonneville Power Administration/Portland OR, California Energy Commission/Sacramento CA, California Air Resources Board/Sacramento CA, Energy and Resources Group/Berkeley CA, Natural Resources Defense Council/San Francisco CA, OECD Environment Directorate/Paris, Seattle City Light/Seattle WA, US Department of Energy/Washington D.C., US Environmental Protection Agency/Washington D.C.

3 Arbeitsgemeinschaft Fernwärme, Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft, Centrale Marketinggesellschaft der deutschen Agrarwirtschaft, Gesamtverband des deutschen Steinkohlenbergbaus, Institut für wirtschaftliche Ölheizung, Mineralölwirtschaftsverband, Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke

Inhaltsverzeichnis

Seite

Vorbemerkungen .... **ii**

Danksagung .... **iii**

1 Einleitung **1**

1.1 Überblick 2

1.2 Stand der Einbeziehung von Umweltaspekten zu Projektbeginn 4

1.3 Abgrenzung der Fragestellung des GEMIS-Projekts 12

1.4 Literatur zu Kapitel 1 13

2 Basisdaten **18**

2.1 Emissionsdaten von Heizsystemen 18

2.1.1 Emissionen von Heizsystemen für Heizöl EL 20

2.1.2 Emissionen von Heizsystemen für Erdgas 23

2.1.3 Emissionen von Heizsystemen für Kohle 27

2.1.4 Emissionen von Heizsystemen für Holz und Stroh 38

2.1.5 Emissionen von Heizsystemen mit Kraft-Wärme-Kopplung 51

Exkurs 1: Emissionsbetrachtung bei der Kraft-Wärme-Kopplung 72

Exkurs 2: Umweltbeltbelastungen und Immissionen 73

2.1.6 Emissionen von Müllverbrennungsanlagen 74

Exkurs 3: "Thermische Verwertung" durch MVA 81

2.1.7 Literatur zu Kapitel 2.1 83

2.2 Energetische Kenndaten von Heizsystemen 94

2.2.1 Heizsysteme zur Nutzung von Erdgas und Heizöl 95

2.2.2 Heizsysteme zur Nutzung von Kohle 95

2.2.3 Heizsysteme zur Nutzung von Strom 95

2.2.4 Heizsysteme zur Nutzung von Biomasse 96

2.2.5 Heizsysteme mit Kraft-Wärme-Kopplung 96

2.2.6 Kenndaten der Wärmeverteilungs-Systeme 100

2.2.7 Literatur zu Kapitel 2.2 103

2.3 Prozeßketten für Energiesysteme 105

2.3.1 Elementare Prozesse in GEMIS 105

2.3.2 Kenndaten von Brennstoff-Prozeßketten 113

2.3.3 Literatur zu Kapitel 2.3 162

2.4 Materialbezogene Emissionen 168

2.5 Der Algorithmus in GEMIS 181

2.5.1 Anlagentypen 181

2.5.2 Verbrennungsrechnung 182

2.5.3 Bestimmung der umgesetzen Materialmenge 188

2.5.4 Bestimmung der Umweltaspekte 189

2.5.5 Berücksichtigung der qualitativen Effekte 190

2.5.6 Literatur zu Kapitel 2.5 191

3 Ausgewählte Ergebnisse 192

3.1 Relevanz vorgelagerter Prozeßketten 192

3.2 Emissionsbilanzen für Heizsysteme 193

3.2.1 Gesamt-Bilanz von Heizsystemen 193

3.2.2 Differenzierung nach Standort- und Global-Aspekten 194

3.2.3 Relevanz materialbedingter Emissionen 196

3.3 Beispielrechnungen für KWK-Systeme 197

3.4 Sensitivität der Stromgutschrift für KWK-Systeme 199

3.5 Emissionsbilanzen für Stromsysteme 201

4 Weitere Umweltaspekte 204

4.1 Halb-quantitative Umweltaspekte 204

4.2 Qualitative Umweltaspekte ... 209

4.3 Literatur zu Kapitel 4 ... 225

5 Umweltbewertung ... 230

5.1 Methodische Fragen der Umweltbewertung ... 230

5.2 Wirkungsaspekte als Basis der Umweltbewertung ... 234

5.3 Monetarisierung von Umweltaspekten ... 244

5.4 Literatur zu Kapitel 5 ... 245

6 Ergänzende Ergebnisdiskussion ... 248

6.1 Feste Reststoffe und Fläche ... 248

6.2 Qualitative Umweltaspekte ... 252

6.3 Monetarisierung ... 254

7 Ausblick ... 257

7.1 Offene Fragen ... 257

7.2 GEMIS-Weiterentwicklungen ... 258

7.3 Zukünftige Fragestellungen ... 259

Anhänge

A-1 Umweltbewertung der Seattle City Light ... 262

A-2 Monetarisierungsdiskussion ... 264

A-3 Verursacheranteil für ausgewählte Umweltaspekte ... 284

A-4 Weitere Informationen zur Flächeninanspruchnahme ... 286

A-5 GEMIS-Brennstoffdaten ... 293

A-6 GEMIS-Materialvektoren ... 300

A-7 Verzeichnis der GEMIS-Arbeitspapiere ... 312

A-8 Abkürzungsverzeichnis ... 314

Tabellenverzeichnis

Seite

Tabelle 1 Einbeziehung von Umweltaspekten in Energiekonzepte (BRD)........................ 11

Tabelle 2 Emissionsgrenzwerte für Heizöl-EL-Feuerungen.. 20

Tabelle 3 Emissionsfaktoren für Heizöl-EL-Feuerungen.. 20

Tabelle 4 Emissionen von Heizöl-EL-Feuerungen... 21

Tabelle 5 GEMIS-Emissionswerte für Öl-Feuerungen.. 23

Tabelle 6 Emissionen von Erdgas-Feuerungen... 24

Tabelle 7 Emissionsgrenzwerte für Erdgas-Feuerungen.. 25

Tabelle 8 Emissionsfaktoren für Erdgas-Feuerungen.. 25

Tabelle 9 GEMIS-Emissionswerte für Erdgas-Feuerungen 27

Tabelle 10 Emissionen von kohlebefeuerten Anlagen.. 28

Tabelle 11 Emissionsgrenzwerte für Steinkohlebriketts 28

Tabelle 12 Emissionsfaktoren für Steinkohlenbriketts 29

Tabelle 13 GEMIS-Emissionswerte für Steinkohlen-Heizungen...................................... 34

Tabelle 14 Emissionsgrenzwerte für Braunkohlenbriketts.. 34

Tabelle 15 Emissionsfaktoren für Braunkohlenbriketts.. 35

Tabelle 16 GEMIS-Emissionswerte für Braunkohlebriketts 38

Tabelle 17 Emissionsgrenzwerte für Holzfeuerungen).. 41

Tabelle 18 Emissionsfaktoren für Holzfeuerungen.. 41

Tabelle 19 Emissionen holzbefeuerter Anlagen 42

Tabelle 20 GEMIS-Emissionswerte für Holzfeuerungen 46

Tabelle 21 Emissionsgrenzwerte für Strohfeuerungen.. 48

Tabelle 22 Emissionsfaktoren für Strohfeuerungen.. 48

Tabelle 23 GEMIS-Emissionswerte für Strohfeuerungen.. 51

Tabelle 24 Grenzwerte für Stein- und Braunkohle-HKW 53

Tabelle 25 GEMIS-Emissionsfaktoren für Steinkohle-HKW.. 62

Tabelle 26 GEMIS-Emissionsfaktoren für Braunkohle-HKW 63
Tabelle 27 Grenzwerte für Öl-HKW 64
Tabelle 28 GEMIS-Emissionsfaktoren für Öl-HKW 67
Tabelle 29 Grenzwerte für Gas-HKW nach TA Luft/GFAVO 67
Tabelle 30 GEMIS-Emissionsfaktoren für Gas-HKW 71
Tabelle 31 MVA-Emissionsgrenzwerte nach der TA Luft 75
Tabelle 32 GEMIS-Emissionsfaktoren für MVA 78
Tabelle 33 Schwermetallinventare im Hausmüll 80
Tabelle 34 Schwermetallemissionen von MVA 80
Tabelle 35 Schwermetall-Emissionen von MVA und Kohle-HKW 80
Tabelle 36 Energiekenndaten der MVA (Gegendruck-Betrieb) 82
Tabelle 37 Energiekenndaten eines mittleren Kohle-HKW 82
Tabelle 38 Nutzenergiebezogene Emissionen, EDS STANDARD 82
Tabelle 39 Nutzenergiebezogene Emissionen, EDS BEST 83
Tabelle 40 Nutzenergiebezogene Reststoffmengen 83
Tabelle 41 Nutzungsgrade von Heizsystemen 94
Tabelle 42 Heizsystem-Nutzungsgrade nach KFA und PROGNOS 95
Tabelle 43 Kenndaten der E-WP-bivalent/Öl 96
Tabelle 44 Kenndaten von KWK-Systemen <WEC 1988> 97
Tabelle 45 Kenndaten von KWK-Systemen <EGES 1987> 97
Tabelle 46 Kenndaten von KWK-Systemen <JENSCH 1988> 97
Tabelle 47 Kenndaten von KWK-Systemen <FICHTNER 1986> 98
Tabelle 48 Kenndaten von KWK-Systemen <TRAUBE 1987> 98
Tabelle 49 Kenndaten von KWK-Systemen in GEMIS 100
Tabelle 50 Effektive Nutzungsgrade von GEMIS-Heizsystemen 100
Tabelle 51 Kenndaten des Nahwärme-Netzes 101

Tabelle 52 Kenndaten des Fernwärme-Netzes ... 102
Tabelle 53 Endenergie für Gütertransporte ... 105
Tabelle 54 Nutzenergiebedarf für Transportprozesse in GEMIS ... 106
Tabelle 55 Emissionsdaten eines Lkw-Dieselmotors ... 107
Tabelle 56 Emissionsdaten eines Schiff-Dieselmotors ... 107
Tabelle 57 Emissionsdaten eines Tanker-Dieselmotors ... 107
Tabelle 58 Kenndaten des Bahn-Kraftwerkspark ... 108
Tabelle 59 Kenndaten des Bahnstrom-Netzes ... 108
Tabelle 60 Kenndaten der Prozeßkette Bahnstrom ... 108
Tabelle 61 Kenndaten des Strom-Kraftwerkspark ... 109
Tabelle 62 Emissionsdaten von Braunkohle-Kraftwerken ... 110
Tabelle 63 Emissionsdaten von Steinkohle-Kraftwerken ... 110
Tabelle 64 Emissionsdaten von Ballastkohle-Kraftwerken ... 110
Tabelle 65 Emissionsdaten von Erdgas-Kraftwerken ... 110
Tabelle 66 Emissionsdaten von Heizöl-S-Kraftwerken ... 111
Tabelle 67 Übersicht zu Nutzungsgraden von Kraftwerken ... 111
Tabelle 68 Kenngrößen des 380-kV-Stromnetzes ... 111
Tabelle 69 Kenngrößen des 110-kV-Stromnetzes ... 112
Tabelle 70 Kenngrößen des 20-kV-Stromnetzes ... 112
Tabelle 71 Kenngrößen des 0,4-kV-Stromnetzes ... 112
Tabelle 72 Kenndaten der Prozeßkette Stromnetz-frei-Haus ... 112
Tabelle 73 Nutzungsgrade von kraftliefernden Systemen ... 113
Tabelle 74 Vereinfachte Rohölimportstruktur der BRD ... 114
Tabelle 75 GEMIS-Rohölimportstruktur der BRD (Beginn der '90er Jahre) ... 115
Tabelle 76 Kenndaten der Rohöl-Förderung OPEC ... 119
Tabelle 77 Kenndaten der Rohöl-Förderung Nordsee ... 119

Tabelle 78 Kenndaten der Rohöl-Förderung BRD 119
Tabelle 79 Kenndaten des Rohöl-Tankers 120
Tabelle 80 Kenndaten der Rohöl-Pipeline 120
Tabelle 81 Spezifischer Energiebedarf von Erdöl-Raffinerien 121
Tabelle 82 Kenndaten der Raffinerie 123
Tabelle 83 Kenndaten des Raffineriebetriebs........ 123
Tabelle 84 Emissionsdaten des Erdölgas-Kessels 123
Tabelle 85 Emissionsdaten des Schweröl-Kessels 123
Tabelle 86 Kenndaten der Anlage HEL-Lkw........ 124
Tabelle 87 Kenndaten des Heizöl-EL-Bahntransports 124
Tabelle 88 Kenndaten des Heizöl-S-Bahntransports 124
Tabelle 89 Kenndaten der Prozeßkette Heizöl-S........ 125
Tabelle 90 Kenndaten der Prozeßkette Heizöl-EL 125
Tabelle 91 Kenndaten des Gas-Aufkommen in GEMIS 126
Tabelle 92 Kenndaten der Erdgas-Förderung Onshore 127
Tabelle 93 Kenndaten der Gas-Aufbereitung 128
Tabelle 94 Kenndaten des Gasturbinen-HKW........ 128
Tabelle 95 Kenndaten der Gas-Pipeline interkontinental........ 129
Tabelle 96 Kenndaten der Gas-Pipeline kontinental........ 129
Tabelle 97 Kenndaten des Gas-Transports BRD 129
Tabelle 98 Emissionsdaten des Gas-Verdichters 130
Tabelle 99 Kenndaten des Gas-Transports lokal........ 131
Tabelle 100 Kenndaten des Gas-Kompressores 131
Tabelle 101 Emissionsdaten des Gasmotor-Kompressors 131
Tabelle 102 Kenndaten der Prozeßkette Erdgas-frei-Industrie........ 131
Tabelle 103 Kenndaten der Prozeßkette Erdgas-frei-Haus 132

Tabelle 104 Kenndaten des Steinkohle-Aufkommens 133
Tabelle 105 Kenndaten der Steinkohle-Förderung Ausland 133
Tabelle 106 Kenndaten der Steinkohle-Förderung BRD 135
Tabelle 107 Kenndaten des Importkohle-Tiefbaus 135
Tabelle 108 Kenndaten des Importkohle-Tagebau 136
Tabelle 109 Kenndaten der Importkohle-Bahn 136
Tabelle 110 Kenndaten des Importkohle-Schiffs 136
Tabelle 111 Kenndaten des Steinkohle-Transports BRD 137
Tabelle 112 Kenndaten des StK-Binnenschiffs 137
Tabelle 113 Kenndaten der StK-Bahn-BRD 137
Tabelle 114 Kenndaten der StK-Brikett-Fabrik 138
Tabelle 115 Kenndaten des StK-Industrie-HKW 138
Tabelle 116 Emissionsdaten des StK-Industrie-HKW 138
Tabelle 117 Kenndaten des StK-Brikett-Lkw 139
Tabelle 118 Kenndaten der Prozeßkette Steinkohle-frei-Kraftwerk 139
Tabelle 119 Kenndaten der Prozeßkette StK-Brikett-frei-Haus 139
Tabelle 120 Kenndaten der Braunkohle-Förderung BRD 141
Tabelle 121 Kenndaten der Braunkohle-Brikett-Fabrik 141
Tabelle 122 Kenndaten des BrK-Industrie-HKW 141
Tabelle 123 Emissionsdaten des BrK-Industrie-HKW 142
Tabelle 124 Kenndaten des BKS-Transports BRD 142
Tabelle 125 Kenndaten des BKS-Bahntransports 142
Tabelle 126 Kenndaten des BKS-Schiffs 142
Tabelle 127 Kenndaten des BrK-Brikett-Lkw 143
Tabelle 128 Kenndaten der Prozeßkette BKS-frei-Kraftwerk 143
Tabelle 129 Kenndaten der Prozeßkette BrK-Brikett-frei-Haus 143

Tabelle 130 Kenndaten Heizstrom-Max ... 145

Tabelle 131 Kenndaten Heizstrom-Mix ... 145

Tabelle 132 Kenndaten des StK-Kraftwerk-neu ... 146

Tabelle 133 Emissionsdaten des StK-Kraftwerk-neu ... 146

Tabelle 134 Kenndaten der Prozeßkette Heizstrom-frei-Haus-max ... 147

Tabelle 135 Kenndaten der Prozeßkette Heizstrom-frei-Haus-mix ... 147

Tabelle 136 Kenndaten der Prozeßkette Heizstrom-frei-Haus-neu ... 147

Tabelle 137 Kenndaten der Uran-Förderung ... 149

Tabelle 138 Kenndaten der Uran-Konversion ... 149

Tabelle 139 Kenndaten der Uran-Anreicherung ... 150

Tabelle 140 Kenndaten der Uran-Anreicherung Diffusion ... 150

Tabelle 141 Kenndaten der Uran-Anreicherung Zentrifuge ... 150

Tabelle 142 Kenndaten der Uran-Brennelementfabrik ... 151

Tabelle 143 Kenndaten der Prozeßkette Uran-frei-AKW ... 151

Tabelle 144 Kenndaten des Holz-Lkw ... 152

Tabelle 145 Kenndaten der Prozeßkette Holz-frei-Haus ... 153

Tabelle 146 Kenndaten der Holz-HS-Herstellung ... 154

Tabelle 147 Kenndaten der Holz-HS-Trocknung ... 154

Tabelle 148 Kenndaten des Holz-HS-Lkw ... 154

Tabelle 149 Kenndaten der Prozeßkette Holz-HS-frei-Haus ... 155

Tabelle 150 Kenndaten der Prozeßkette HHS-trocken-frei-Haus ... 155

Tabelle 151 Kenndaten des Holzvergasers ... 156

Tabelle 152 Emissionsdaten des Holzgas-BHKW ... 156

Tabelle 153 Kenndaten der Prozeßkette Holzgas ... 157

Tabelle 154 Kenndaten des Stroh-Lkw ... 157

Tabelle 155 Kenndaten der Strohcob-Herstellung ... 158

Tabelle 156 Kenndaten des Strohcob-Lkw ... 158

Tabelle 157 Kenndaten der Prozeßkette Strohcob-frei-Haus ... 158

Tabelle 158 Kenndaten des Gülle-Lkw ... 159

Tabelle 159 Kenndaten der Biogas-Einzelanlage ... 160

Tabelle 160 Kenndaten des Biogas-TOTEM ... 160

Tabelle 161 Emissionsdaten des Biogas-TOTEM ... 160

Tabelle 162 Kenndaten der Biogas-Zentralanlage ... 160

Tabelle 163 Kenndaten des Biogas-BHKW ... 161

Tabelle 164 Emissionsdaten des Biogas-BHKW ... 161

Tabelle 165 Kenndaten der Prozeßkette Biogas-Einzel ... 161

Tabelle 166 Kenndaten der Prozeßkette Biogas-Zentral ... 161

Tabelle 167 Übersicht zum materialbezogenen Energieaufwand ... 172

Tabelle 168 Materialbezogene Emissionsdaten <LÖBLICH 1985> ... 173

Tabelle 169 Materialbezogene Emissionsdaten (1.Näherung) ... 174

Tabelle 170 Materialbezogene Emissionen nach UBA-Daten ... 174

Tabelle 171 Materialbezogene Emissionsdaten für GEMIS ... 175

Tabelle 172 Bilanzierung in der Prozeßkette Öl-Heizung ... 192

Tabelle 173 Bilanzierung in der Prozeßkette Gas-Heizung ... 192

Tabelle 174 Gesamtemissionen von Heizsystemen ... 193

Tabelle 175 Schadstoffbilanz von Heizsystemen Tabelle 175 ... 194

Tabelle 176 Differenzierte Schadstoffbilanz der Szenarien ... 198

Tabelle 177 Energie- und Kohlendioxid-Bilanz der Szenarien ... 198

Tabelle 178 Bilanzen von KWK-Systemen bei Variation der Stromgutschrift ... 199

Tabelle 179 Gesamtemissionen von Stromsystemen ... 201

Tabelle 180 Differenzierte Schadstoffbilanzen von Stromsystemen ... 202

Tabelle 181 Flächenbedarf und Reststoffanfall bei Heizsystemen ... 248

Tabelle 182 Heizsystemvergleich mit und ohne Energietransport 251

Tabelle 183 Stromsystemvergleich mit und ohne Energietransport.................................... 252

Tabelle 184 Monetarisierte Emissionen von Heizsystemen.. 255

Tabelle 185 Monetarisierte Emissionen von Stromsystemen.. 256

Tabelle 186 Emissionsvermeidungskosten bei neuen Kohlekraftwerken 275

Tabelle 187 Emissionsvermeidungskosten bei neuen Ölfeuerungen................................... 275

Tabelle 188 Emissionsvermeidungskosten bei neuen Pkw.. 276

Tabelle 189 Anteile der Emittenten der BRD, '90er Jahre.. 276

Tabelle 190 Vermeidungskosten BRD 276

Tabelle 191 Grund-Daten für CO_2-Vermeidungskosten.. 277

Tabelle 192 CO_2-Verursacheranteile in der BRD, '90er Jahre 277

Tabelle 193 CO_2-Vermeidungskosten durch Substitution 278

Tabelle 194 Werte für CO_2-Vermeidungskosten.. 279

Tabelle 195 Flächenbedarf überregionaler Anlagen.. 286

Tabelle 196 Weitere ausgewählte Flächenangaben... 287

Tabelle 197 Flächenbedarfe lokaler Anlagen... 289

Tabelle 198 Flächenbedarfe für Anlagen bei Versorgungsobjekten.................................... 290

Tabelle 199 Flächenbedarfe Anlagen mittlerer Größe 291

Tabelle 200 Flächenbedarfe überregionaler Anlagen 292

1 Einleitung

Heutige Energiepolitik und -wirtschaft muß auf allen Entscheidungsebenen neben der Ökonomie und der Sozialverträglichkeit zunehmend auf die Umweltverträglichkeit als Kriterium abstellen <GEE 1988>.

Sowohl für grundlegende energiepolitische Entscheidungen wie auch für Planungen der Energiewirtschaft und regulierende Maßnahmen des Staates ist es daher unerläßlich, über möglichst objektive, am gegenwärtigen Kenntnisstand orientierte Daten zu Umweltaspekten unterschiedlicher Energiesysteme sowie über ein methodisch klares Verfahren zum Vergleich dieser Umweltaspekte zu verfügen.

Die energie- und umweltwissenschaftliche Diskussion hat in den letzten Jahren mit mehreren Arbeiten auf diese Herausforderung reagiert[1].

In Anbetracht der Vielfalt der zur Diskussion stehenden Energiesysteme und Umweltaspekte sowie der sich rasch fortentwickelnden Technologien in diesen Bereichen fehlte es bislang an einer aktuellen Untersuchung, die umfassende Daten zu den Umweltaspekten moderner Energietechniken erfaßt und sie, eingebettet in ein flexibles Instrumentarium, für analytische oder bewertende Aufgabenstellungen bereithält.

Der vorliegende Endbericht faßt die Ergebnisse eines zweijährigen Forschungsprojekts zusammen, das sich mit dieser Aufgabe befaßte.

Neben Daten- und Methodenfragen stand die Entwicklung eines computergestützten Instruments im Mittelpunkt, um über die Projektlaufzeit hinaus eine breite Anwendung bei energiewissenschaftlichen und -wirtschaftlichen Aufgaben sowie die nutzerorientierte Anpassung von Daten an aktuelle Veränderungen zu erlauben.

---

1 vgl. zur kritischen Analyse wichtiger Arbeiten Kapitel A-2

1.1 Überblick

Der Endbericht zum GEMIS-Projekt[1] sowie das parallel entwickelte gleichnamige Computerprogramm orientieren sich an den zentralen Aufgabenstellungen, die durch das Hessischen Wirtschaftsministerium als Auftraggeber sowie die projektbegleitende Arbeitsgruppe vorgegeben wurden.

Den Ausgangspunkt des Projekts bildete eine Analyse des internationalen Daten- und Methodenstands (Kapitel 1.2). Ausgehend von dieser Arbeit wurden die Projektfragestellung eingegrenzt sowie die Anforderungen an Datenbeschaffung und Methodenentwicklung konkretisiert (Kapitel 1.3).

Der zweite Schwerpunkt der Projektarbeit lag bei der Erarbeitung einer emissionsseitigen Datenbasis für Energiesysteme. Hierzu wurde eine ausführliche Literaturauswertung unter Einbeziehung ausländischer Quellen durchgeführt und Emissionsdatensätze abgeleitet (Kapitel 2.1 bis 2.4).

Neben den quantitativ faßbaren Emissionsdaten für Schwefeldioxid, Stickoxide, Staub und Kohlendioxid wurde dabei auch auf andere Schadstoffe abgestellt: Schwermetalle, Halogene, und organische Schadstoffe wurden berücksichtigt und, soweit möglich, hierzu Anhaltswerte zusammengestellt.

Drittens war im GEMIS-Projekt ein flexibles EDV-Modell für den Einsatz auf Personal Computern zu erstellen, das diese Emissionsdatenbasis enthält und quantitative Bilanzierungen durchführt (Kapitel 2.5).

Mit dem Computermodell wurden im Rahmen des Projekts vergleichende Emissionsbilanzierungen für ausgewählte Energiesysteme durchgeführt sowie deren Sensitivität bei geänderten Randbedingungen analysiert (Kapitel 3).

Viertens sollten im Rahmen des Projektes auch halbquantitativ die Umweltaspekte Reststoffe und Flächenbedarf analysiert (Kapitel 4.1) sowie eine Informationssammlung zu qualitativen Umweltaspekten von Energiesystemen zusammengestellt werden (Kapitel 4.2). Diese Aspekte wurden versuchsweise in GEMIS integriert.

[1] Für die Abkürzungserläuterung vgl. Anhang 8

In einem weiteren Schritt waren Bewertungsfragen von Umweltwirkungen zu diskutierten (Kapitel 5.1). Als Unterstützung für die Bewertung wurden die Wirkungen der wichtigsten Umweltaspekte zusammengetragen und eine Gewichtung durchgeführt (Kapitel 5.2). Ergänzend wurde ein Konzept entwickelt, das eine Interpretationshilfe zur Einbeziehung von Umweltaspekten in die Gesamtentscheidung leisten soll (Kapitel 5.3).

Ausgehend von den quantitativen und qualitativen Umweltaspekten wurde eine umfassende Ergebnisdiskussion durchgeführt (Kapitel 6).

Schließlich war zu überprüfen, welche offenen Fragen nach Projektabschluß bestehen (Forschungsbedarf), und welche Möglichkeiten für eine Weiterentwicklung des EDV-Instruments unter Einbeziehung von modernen Hard- und Softwarekomponenten bestehen (Kapitel 7).

Im Anhang zum Endbericht werden verschiedene Teilaspekte genauer diskutiert und Materialien zusammengefaßt:

Ein Bewertungsprofil für Umweltaspekte, das ein amerikanisches Stadtwerk verwendet, gibt Anhang 1, während eine nähere Darstellung der Möglichkeiten zur Monetarisierung von Umweltaspekten im Anhang 2 aufgenommen wurde.

Der Anhang 3 enthält Angaben zu globalen und nationalen Verursacheranteilen für verschiedene Umweltaspekte. In Anhang 4 finden sich weitere Informationen zur Flächeninanspruchnahme, in Anhang 5 die wichtigsten Kenndaten von Brennstoffen und in Anhang 6 die Materialvektoren aller in GEMIS enthaltenen Energiesysteme.

Der Anhang 7 enthält ein Verzeichnis aller GEMIS-Arbeitspapiere, in Anhang 8 wurde schließlich ein Abkürzungsverzeichnis aufgenommen.

Nicht in diesem Endbericht enthalten ist das Benutzerhandbuch für das GEMIS-Computerprogramm. Dieses Handbuch kann interessierten Nutzern vom Hessischen Ministerium für Wirtschaft und Technik zur Verfügung gestellt werden.

1.2 Stand der Einbeziehung von Umweltaspekten zu Projektbeginn

Zur Fundierung der weiteren Arbeiten wurde in der ersten Projektphase der aktuelle Stand der Methodenentwicklung und die Datenlage für Umweltanalysen bei Energiesystemen zusammengefaßt und komprimiert dargestellt, wobei kontroverse Ansätze aufgezeigt wurden.

Aus der Vielzahl der internationalen Veröffentlichungen wurde eine Auswahl von wesentlichen Studien einer näheren Analyse ihrer Methoden- und Datengrundlage unterzogen[1]. Die folgenden Arbeiten wurden in der Auswertung berücksichtigt:

- UNEP-Studie <UNEP 1979-85>
- OECD-COMPASS-Projekt <OECD 1983-88>
- US-Department of Energy <DOE 1980-88>
- US-Environmental Protection Agency <RADIAN 1976>, <EPA 1979-85>
- Energy and Resources Group <ERG 1980a+b>, <HOLDREN 1982+87>
- TASE-Projekt <ANL 1981+82>
- Parameterstudien <PROGNOS/FICHTNER+AGFW/BGW/VDEW 1984>
- Arbeiten der KFA Jülich <KFA 1983+88>
- DIW/ISI-Studie zu regenerativen Energien <DIW/ISI 1984>
- Energiewende-Studie <ÖKO-INSTITUT 1985>
- Arbeiten des UBA <BECK/GLATZEL 1984> <GLATZEL 1984>
- VDEW-Studie <JUNG 1985>
- Studien von FICHTNER <FICHTNER 1986a+b>
- Studie der Forschungsstelle für Energiewirtschaft <JENSCH 1988>
- IKE-Studie zum AKW-Ausstieg Baden-Württembergs <VOSS 1987>

Darüber hinaus wurde auch auf Primärdaten und -quellen der jeweiligen Studien zurückgegriffen, sofern diese zugänglich bzw. beschaffbar waren[2].

Weiterhin wurde der Stand der Methodenentwicklung und die Datenlage zur Berücksichtigung von Umweltaspekten in verschiedenen Energiekonzepten zusammengefaßt und komprimiert dargestellt[3].

---

1 Einzelheiten zu dieser Arbeit sind im Arbeitspapier ALL-3 (vgl. Liste im Anhang 7) enthalten

2 Diese Arbeit wurde u.a. durch Diskussionen mit AutorInnen während mehrerer Auslandsaufenthalte sowie bei Besuchen ausländischer KollegInnen im ÖKO-Institut ermöglicht

3 Einzelheiten zu dieser Arbeit sind im Arbeitspapier ALL-4 (vgl. Liste im Anhang 7) enthalten

Hierzu wurden die Ende 1987 abgeschlossenen hessischen Energiekonzepte auf die jeweilige konkrete Ausgestaltung der Umweltanalysen hin untersucht sowie eine Auswahl von Energiekonzepten außerhalb Hessens sowie Auswertungen anderer Institute einbezogen, sofern sie Aussagen zur Berücksichtigung von Umweltbelangen enthielten. Folgende Energiekonzepte wurden in der Auswertung betrachtet:

- Bad Hersfeld - US Army (zu Kraft-Wärme-Kopplung)
- Darmstadt-Dieburg (zu Biogasnutzung)
- Frankenberg (zu Kraft-Wärme-Kopplung)
- Ffm-Raimundstraße (zu Kraft-Wärme-Kopplung)
- Gelnhausen-Hailer (zu Deponiegasnutzung)
- Gießen (zu Kraft-Wärme-Kopplung)
- Langen-Egelsbach (zu Klärgasnutzung)
- Marburg (zu Energie generell)
- Reiskirchen (zu Deponiegasnutzung)
- Schwalm-Eder (zu Energie generell)
- Schwalmtal-Hopfgarten (zu Biogasnutzung)

Die weiteren Energiekonzepte in Hessen weisen entweder keine Aussagen zur Umwelt auf (z.B. BHKW-Planung für Weiterstadt) oder sind zu speziell auf einzelne Anlagen-Typen hin ausgerichtet, um verallgemeinerbare Aussagen zu enthalten (z.B. Gasturbinen-Planung in Schwalbach). Neben hessischen Konzepten wurden weitere Studien analysiert, um eine breitere Beurteilungbasis zu erhalten:

- eine Studie von DIW und PROGNOS, die ausgehend von einer flächendeckenden Erhebung die Ausgestaltung und Umsetzung Energiekonzepten in der BRD untersucht <DIW/PROGNOS 1987>
- eine Evaluierungsstudie für die EG-Kommisison, in der 94 Energiekonzepte aus 10 westeuropäischen Ländern, davon 31 aus der BRD, auch hinsichtlich der Einbeziehung von Umwelteffekten analysiert wurden <GOPA 1985>
- eine Untersuchung des IKE über Grundlagen zur Entwicklung örtlicher und regionaler Energieversorgungskonzepte <IKE 1985>
- das Energiekonzept für den Landkreis Nienburg <ARENHA 1986>
- ein EG-Projekts zur Wirkungsanalyse von drei Einzelkonzepten (Abwärme, Biogas und Restholz) in der Region Oberpfalz-Nord <ZREE 1985>

Die Auswertung der Studien und Konzepte erfolgte hinsichtlich der Punkte

- Art und Abgrenzung der betrachteten Systeme
- Art der Erfassung von Umweltaspekten
- Methodik der Wirkungsanalyse und der Aggregation bzw. des Vergleichs
- Datenbasis.

1.2.1 Schlußfolgerungen aus den allgemeinen Studien

Aus den Analysen der Arbeiten ergaben sich wichtige Schlüsse für die weitere Projektfragestellung, die im folgenden zusammengefaßt werden.

Abgrenzung der Energiesysteme

Die internationalen Arbeiten sowie die Mehrzahl der neueren nationalen Studien beziehen die gesamte Prozeßkette von Energiesystemen - also alle Schritte von der Primärenergiegewinnung bis zur Nutzenergiebereitstellung - mit ein oder versuchen dies zumindest weitgehend. In einigen Arbeiten wird auch die Umweltbelastung durch die Materialherstellung zum Bau der Energiewandler berücksichtigt[4].

Zu betrachtende Umweltaspekte

Alle ausgewerteten Arbeiten stellen in erster Linie auf Luftschadstoffemissionen als relevante Umweltaspekte ab. In mehreren Arbeiten werden zudem - meist qualitativ - auch andere Beeinträchtigungen (Fläche, Wasser, Landschaft) diskutiert. Hinsichtlich der einzubeziehenden Luftschadstoffe zeigt die Datenanalyse, daß ganz überwiegend Schwefeldioxid (SO_2), Stickoxide (NO_x) und Staub erfaßt wurden, weniger oft dagegen Kohlendioxid (CO_2). Sehr unterschiedliche Emissionsdaten wurden bei Kohlenwasserstoffen (C_nH_m) und Kohlenmonoxid (CO) festgestellt.

Aggregationsmöglichkeiten

Die in nur wenigen Studien versuchte Zusammenfassung von Umweltaspekten durch Emissions-Indizes oder Risikozahlen können einer kritischen Analyse nicht standhalten. Einer Studie für die EG <AURA 1983> zufolge sind weitgehend unaggregierte Ergebnisse den Entscheidern zu präsentieren. Eine Studie über Umweltbilanzierung folgert, daß unaggregierte Darstellungen von Umwelteinflüssen am ehesten wirksame Entscheidungen zulassen <BECHMANN 1985>.

Güte und Verwendbarkeit von Datenbasen

Die in die Auswertung einbezogenen Studien liefern ein recht buntscheckiges Bild über das Emissionsverhalten von Anlagen, da sie sehr verschiedene Rahmenannahmen über die Emissions- und Brennstoffeigenschaften treffen.

Dies gilt in erster Linie für die Übertragung der ausländischen Daten auf deutsche Anlagen. Für die Definition von Standard-Emissionsdatensätzen können allenfalls relativ neue Studien aus dem deutschen Sprachraum dienen, in denen die durch gesetzliche Regelungen zu erwartenden Emissionssenkungen beachtet wurden.

Hinsichtlich der energetischen Kenngrößen konnten zumindest Bereiche von Werten erkannt werden, die für eine Datenbasis genutzt werden können.

---

4 Eine im Frühjahr 1989 veröffentlichte Studie verfolgt für ausgewählte Energiesysteme in den USA eine dem GEMIS-Projekt ähnliche, umfassende Fragestellung <DOE 1989a+b>, konnte aber im Rahmen der Projektlaufzeit nur von ihren Ergebnissen her in die Arbeit einbezogen werden.

1.2.2 Schlußfolgerungen aus den Konzeptanalysen

Die untersuchten Energiekonzepte zeigen hinsichtlich der Einbeziehung von Umweltaspekten die folgenden Gemeinsamkeiten:

- als wesentlichster Umweltaspekt werden die Luftschadstoff-Emissionen angesehen, andere Aspekte werden - wenn überhaupt - nur qualitativ betrachtet; die aus den Emissionen resultierenden Schadstoff-Immissionen werden - wenn überhaupt - ebenfalls nur qualitativ diskutiert
- die Emissionen werden auf nutzenergiebezogene Werte umgerechnet, wobei mehrheitlich zwischen lokaler und überregionaler Bilanz differenziert wird
- eine über die vergleichende Bilanzierung hinausgehende Aggregation der Emissionen ist die Ausnahme
- die nutzwärmebezogenen Emissionen von Kraft-Wärme-Kopplungs-Systemen werden durch eine Stromgutschrift auf die Wärmeseite normiert, die Stromgutschrift erfolgt überwiegend auf der Basis eines Steinkohle-Kondensations-Kraftwerk, dessen energetische und emissionsseitige Auslegung allerdings in den Konzepten erheblich differiert
- die Datenbasen der Studien sind überwiegend aus allgemeinen Untersuchungen, vor allem den BMFT-Parameterstudien übernommen; die Emissionsdaten für unkonventionelle Systeme (z.B. Biogas) sind oft unrealistisch gewählt
- die energetischen Kenndaten, die zur Berechnung von nutzenergiebezogenen Werten benötigt werden, sind nur in wenigen Fällen dokumentiert
- die Einbeziehung vorgelagerter Prozeßstufen erfolgt bislang selten.

Schließlich ist in keinem untersuchten Konzept der Versuch erkennbar, eine ökologische Optimierung der vorgeschlagenen Maßnahmen vorzunehmen. Ziel der Umweltanalysen ist meist, die Schadstoffeinsparung einer Maßnahme oder eines Szenarios gegenüber einer anderen Konzeption zu belegen bzw. die Senkung der jetzigen Belastung durch die vorgesehenen Maßnahmen aufzuzeigen, wobei die Maßnahmen/Szenarien selbst - unabhängig von Umweltaspekten - unter technisch- ökonomischen Gesichtspunkten entwickelt wurden.

Die Einbeziehung der Umweltaspekte erfolgt somit durchweg nach der konzeptionellen Phase, die sich in erster Linie auf technisch-ökonomische Rahmenbedingungen bezieht. Dies belegt auch die Breite, mit der die Technik und Ökonomie der Konzeptvarianten diskutiert werden.

Ein iteratives Vorgehen, wie es für eine gleichrangige Zielsetzung hinsichtlich Ökonomie und Ökologie charakteristisch wäre, ist somit bislang nicht üblich.

Die in der Literatur dargestellte Möglichkeit, mittels Energiekonzepten planerisch aktiv für Umweltentlastungen zu wirken (<SPREER 1984>, <GLATZEL/BECK 1984>), wird demnach in der Praxis bislang nicht genutzt.

Abgrenzung der Energiesysteme

Die ausgewerteten Energiekonzepte beziehen sich in wesentlichen auf Energiesysteme konventionellen Types (Öl- und Gasheizungen), denen als Alternative meist kraft-wärme-gekoppelte Anlagen (Gas/Diesel-Blockheizkraftwerke, Gasturbinen, Kohle-Heizkraftwerke) gegenübergestellt werden. Eine zweite Gruppe untersucht auch unkonventionelle Systeme (thermische Biomassenutzung, Deponiegas).

Mit einer Ausnahme werden dabei allein die durch den Anlagenbetrieb entstehenden Umweltwirkungen quantitativ betrachtet, die der Energienutzung vorgelagerten Prozeßstufen also vernachlässigt. In den ausgewerteten Energiekonzepten wird nicht begründet, warum die vorgelagerten Emissionen unbeachtet bleiben.

Als zweites Resultat der Auswertung ist die oft ungenügende Dokumentation der für die Energiesysteme angesetzten energetischen Kenndaten zu nennen, die eine Nachvollziehung der Emissionsrechnungen behindert und z.T. verhindert.

Eine gegenüber interessierten Dritten (Öffentlichkeit, Akteure) offene Konzeptdokumentation muß mindestens die Daten ausweisen für

- die Jahresnutzungsgrade der Anlagen,
- der Verluste bei der Wärmeverteilung,
- die eingerechneten Hilfsenergiemengen, sowie
- die Aufteilung von Koppel- und Frischwärme bei KWK-Anlagen

Schließlich stellen mehrere Konzepte den vorhandenen Anlagen neue Systeme gegenüber und verletzen damit die Forderung nach symmetrischer Betrachtung, da die vorhandenen (alten) Anlagen in der Regel emissionsintensiver als vergleichbare neue Systeme sind.

Zu betrachtende Umweltaspekte

Alle ausgewerteten Energiekonzepte stellen bei der Quantifizierung von Umweltaspekten allein auf Luftschadstoffe ab. Dieses Vorgehen deckt sich mit der GOPA-Auswertung und Arbeiten des Umweltbundesamts, das hierzu ausführt:

> "Fragen der Luftreinhaltung stehen daher zu Recht im Mittelpunkt der umweltpolitischen Diskussion - auch im Hinblick auf die Wahl zwischen Versorgungsoptionen".

Die Autoren sehen hierin einen

> "...zentralen Aspekt, der derzeit das vorrangige Entscheidungskriterium darstellen muß" (zit.n. <GLATZEL/BECK 1984>, S. 770).

Diese Ansicht wird auch von anderen Autoren geteilt:

> "Die Analyse der Luftschadstoffbelastung steht dabei notwendigerweise im Vordergrund, weil von den Beheizungssystemen wenig andere Umwelteffekte ausgehen" (zit.n. <FÜRBÖCK 1987>, S.41).

Von den Luftschadstoffen werden in allen Konzepten Emissionen an SO_2, NO_x und (mit zwei Ausnahmen) Staub berücksichtigt. In der Mehrzahl der Energiekonzepte werden noch CO und C_nH_m betrachtet, in wenigen Konzepten auch Halogene und in nur einer Studie CO_2.

Eine Begründung der betrachteten Schadstoffe wird in der Regel nicht gegeben, da aber die meisten Konzepte ihre Daten aus allgemeinen Studien (vgl. oben) beziehen liegt es nahe, die dort vorgefundenen Werte zu verwenden.

Neben den Emissionen werden in keinem der hessischen Energiekonzepte die daraus resultierenden Immissionen betrachtet[5]. Die meisten Konzepte unterteilen vielmehr die Emissionen in einen Anteil am Standort und eine überregionale Komponente (zur Verrechnung der Stromgutschrift oder der vorgelagerten Prozeßstufen). Damit soll ein Hinweis auf die örtliche Belastung gegeben werden.

Über die Emissionsbilanzierung hinaus wird in der Mehrzahl der Konzepte auch die Primärenergiebilanz bzw. als spezifische Größe der relative Brennstoffaufwand der Energiesysteme bestimmt. Diese Kenngröße kann als Indikator für den Aspekt Ressourcenschonung dienen, allerdings wird dies nur in wenigen Konzepten auch so interpretiert. Meist wird diese Bilanzierung ohne weitere Kommentierung aufgestellt.

Die oft aufgestellte Forderung, zwar Luftschadstoffe in den Mittelpunkt der Umweltanalyse zu stellen, darüber aber andere Umweltaspekte nicht zu vergessen (<EULER 1987>, <FÜRBÖCK 1987>), wird in den Energiekonzepten nur in zwei Arbeiten auf qualitativer Ebene versucht. Hierbei werden die Aspekte

- (Grund-)Wasserbelastung
- Boden- bzw. Flächenbelastung
- Reststoffe
- Unfallrisiken

genannt und - in knapper Form - hinsichtlich der entsprechenden Wirkungen der Energiesysteme bzw. Szenarien behandelt. Die gesamte Auswertung zeigt, daß die Einbeziehung von qualitativen Umweltaspekten in Energiekonzepten bisher nicht üblich ist.

Methodische Fragen

Die Zuordnung der Umweltaspekte (Emissionen) zu den Energiesystemen erfolgt dem Grundsatz nach in allen Konzepten gleich:
ausgehend von brennstoffbezogenen Emissionsfaktoren werden durch Verrechnung der Anlagen-Wirkungsgrade nutzenergiebezogene Größen ermittelt, die schließlich durch Multiplikation mit der nachgefragten Nutzenergie zu Jahresemissionen weiterverrechnet werden.

Deutliche Unterschiede bestehen in der Berücksichtigung des bei Kraft-Wärme-Kopplungs-Systemen parallel zur Heizwärme erzeugten Stroms. In allen Studien, die KWK-Systeme betrachten, wird der KWK-Strom zwar durch eine sogenannte Stromgutschrift[6] aus der wärmebezogenen Emissionsbilanz herausgerechnet, allerdings ist die jeweils unterstellte Gutschrift recht verschieden.

---

5 Dies entsprach auch nicht der Aufgabenstellung, die von Seiten des Hessischen Wirtschaftsministeriums im Aufgabenkatalog der Energiekonzepte definiert wurde.

6 vgl. dazu näher Exkurs 1 in Kapitel B-1

In der methodischen Frage der Zuordnung wird mehrheitlich in den Konzepten davon ausgegangen, daß der KWK-Strom Elektrizität aus modernen Steinkohle-Kraftwerken ersetzt. Die Unterschiede liegen im wesentlichen in den Differenzen beim elektrischen Wirkungsgrad und dem Umfang von Entschwefelungs- und Entstickungsmaßnahmen beim Kraftwerk sowie der Einbeziehung von Netzverlusten.

Bei der methodischen Frage der Zurechnung von Kraftwerken zu Heizstrom gibt es weitgehend Übereinstimmung darin, daß hierzu Steinkohle-Kraftwerken dienen.

Aggregationsmöglichkeiten und Gewichtung bei Vergleichen

In den untersuchten Energiekonzepten wird - mit einer Ausnahme - die Emissionsbilanzierung für einzelne Schadstoffe nicht weiter aggregiert, sondern nur grafisch aufbereitet oder über die Zeit aufgetragen (bei Szenarien). Eine Gewichtung - z.B. durch Immissionsgrenzwerte - erfolgt in der Regel nicht.

Güte und Verwendbarkeit der Datenbasen

Die Auswertung der untersuchten Konzepte zeigt, daß die verwendeten Datenbasen für Emissionsrechnungen stark streuen. In keinem Konzept wurden die unterstellten Brennstoffe in ihrer Zusammensetzung oder die Umrechnungswerte zwischen Abgaskonzentrationen und Emissionsfaktoren ausgewiesen.

Da dies überwiegend auch in den von den Konzept-Bearbeitern verwendeten allgemeinen Studien ebenfalls unterbleibt (vgl. oben), konnte eine tiefergehende Auswertung der Unterschiede nicht erfolgen.

Wesentlich sind wohl Zeitpunkt der Studie (Stand der gesetzlichen Vorgaben wie GFAVO und TA Luft), konzept-spezifischen Daten (Herstellerangaben) sowie nicht ausgewiesene Annahmen zu günstigen/ungünstigen Betriebsweisen.

Besonders große Abweichungen oder extrem günstige/ungünstige Daten finden sich bei KWK-Systemen (Gasturbinen/Gasmotoren) sowie bei den unkonventionellen Heizsystemen (z.B. Biogas, Holz)

Aus unserer Sicht ist daher von zukünftigen Konzepten zu fordern, symmetrische Annahmen bei der Variantenbildung zu treffen.

Eine Grundvariante, bei der die Anlagen die gesetzlichen (Standard-)Werte einhalten, sollte zur Orientierung erstellt werden, vor allem dann, wenn konzept-spezifische Daten (z.B. Herstellerangaben) zur Anwendung kommen.

Die folgende Tabelle faßt die wichtigsten Analyseergebnisse für Energiekonzepte zusammen.

Tabelle 1 Einbeziehung von Umweltaspekten in Energiekonzepte (BRD)

Konzept	Emissionen	vorg.Kette	Immission	Datenbasis
Bad Hersfeld	1-5	nein	-	eigene
Berlin	1-5+9	nein	ja	eigene
Bodensee-Oberschwaben	1-5	nein	qualitativ	IKE
Bonn	1-5	nein	-	ECH
Darmstadt-Dieburg	1-3+8	ja	qualitativ	eigene
Franken	1-5	nein	qualitativ	IKE
Frankenberg	1+2	nein	-	unbekannt
FFM-Raim.Str.	1+2	nein	-	FICHTNER
Freiburg	1-5	nein	-	ECH
Gelsenhausen	1-5	nein	-	ECH
Gelsenkirchen	1-5	nein	qualitativ	ECH
Gießen	1-7	nein	-	ECH
Jüchen	qualitativ	nein	-	keine
Kassel	1-4	nein	-	eigene
Köln	1-5	nein	-	ECH
Langen-Egelsbach	1,2,4	nein	-	eigene
Marburg	1-5	nein	-	FICHTNER
Nienburg	1-5	nein	-	eigene
Norderstedt	1-5	nein	-	FICHTNER
Rhein-Main	1-5	nein	-	FICHTNER
Reiskirchen	1+2	nein	-	eigene
Saar	1-7	nein	-	ECH
Schwalm-Eder	1-5+9	nein	-	eigene
Schwarzwald-Baar-Heuberg	1-5	nein	qualitativ	IKE
Wilhelmshaven	1-7	nein	ja	FICHTNER

Anmerkungen: (-) = nicht untersucht

1 = SO_2, 2 = NO_x, 3 = Staub, 4 = CO, 5 = C_nH_m, 6 = Cd+Pb, 7 = Cl+F, 8 = CO_2, 9 = PAH, FICHTNER = <PROGNOS/FICHTNER 1984>, ECH = Energieconsulting Heidelberg

1.3 Abgrenzung der Fragestellung des GEMIS-Projekts

Die Erkenntnisse aus der Analyse der Studien und Energiekonzepte gingen in die Ausgestaltung der Datenbasis, der energiekonzeptorientierten Modellteile des GEMIS-Programms sowie der notwendigen Nutzeranpassungen ein.

Als Energiesysteme sollten typische Zentralheizungsanlagen, elektrische Heizsysteme, Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (Nah- und Fernwärme), solche zur Nutzung regenerativer Energien sowie verschiedene Stromerzeugungssysteme betrachtet werden. Diese Anlagen sollten neuen, modernen technischen Konzeptionen entsprechen und für die zu erwartenden Verhältnisse zu Beginn der '90er Jahre repräsentativ sein.

Darüber hinaus waren auch alle Anlagen von der Gewinnung von Primärenergien bis zur Endenergiebereitstellung (vorgelagerte Prozeßketten) einzubeziehen, wobei diese bei fehlenden Angaben für deutsche Verhältnisse betrachtet werden sollten[1].

Die Daten über Umweltaspekte von Energiesystemen sollten auf dem Stand 1987/88 erfaßt werden, wobei die Anforderungen und Betriebserfahrungen von Neuanlagen zugrunde zu legen waren. Daraus waren standardisierte Emissionsdatensätze (EDS) für drei Randbedingungen zu entwickeln:

- STANDARD (nach gesetzlichen Vorgaben und Betriebserfahrungen)
- BEST (fortschrittliche Techniken zur Emissionsminderung)
- HENSPG (Umweltanforderungen der Richtlinie zum Hessischen Energiespar-Gesetz[2])

Bei dieser Datenerhebung und -festlegung sollten insbesondere nachvollziehbare Daten über die Emissionen durch vorgelagerte Prozeßstufen (Bergbau, Raffinerien, Transport, Materialvorleistungen) erhoben werden, da hierzu bislang die am wenigsten abgesicherten Werte vorliegen.

Über die o.g. allgemeine Datengrundlage hinaus sollte Methodik und Datenbasis für nutzerspezifische Anwendungen hin weiterentwickelt werden:

- Berechnung der Emissionen von Energieszenarien
  Da in Energiekonzepten unterschiedliche Energieoptionen zur Diskussion stehen, die aus mehreren Einzel-Energiesystemen in einem jeweils spezifischen Mix bestehen, muß der Emissionsvergleich solche Szenarien umfassen können. Diese Szenarien sollen aus Bausteinen bestehen, die standardmäßig für die möglichen Einzelsysteme vorgegeben werden.

---

[1] Dies entspricht dem Vorgehen der FICHTNER-FTA-Studie <FICHTNER 1986b>

[2] Die Umweltanforderungen der Richtlinie liegen bislang nur als Entwurf (Stand 30.12.1986) vor und beziehen sich auf Energieanlagen, die nach § 5 HEnSpG gefördert werden können. Der entsprechende Emissionsdatensatz enthält diese Regelungen, soweit die Energiesysteme von der Richtlinie erfaßt sind, in allen anderen Fällen stimmen die Daten mit denen des EDS STANDARD überein.

- Wahl unterschiedlicher Rahmenbedingungen
  Die Energiesysteme können je nach Emissionsdatensatz unterschiedliche Schadstoffabgaben aufweisen. Bei der Anwendung auf Energiekonzepte ist es erforderlich, diese Rahmenbedingungen als Varianten für die Emissionsberechnung der Szenarien zu berücksichtigen. Damit kann z.B. die Emissionsminderung, die durch die Wahl von Energiesystemen im Sinne des Hessischen Energiespar-Gesetzes anstelle solcher nach den gesetzlichen Vorgaben erreicht wird, ausgewiesen und in der Entscheidungsfindung berücksichtigt werden.
- Berücksichtigung von Einführ- und Realisierungszeiten
  Als weiteres entscheidungsrelevantes Kriterium gilt die zeitliche Entwicklung von Emissionen. Hierzu ist es erforderlich, die Emissionen der Szenarien nicht nur für den Endzustand (Gesamtinstallation aller Anlagen) zu berechnen, sondern die zeitliche Dynamik der Zubau-entwicklung (Ersatzzeiten) zu beachten.

Die allgemeinen Emissionsdatensätze (EDS) reichen zwar für die Berechnung von standardisierten Energieanlagen und Energieszenarien aus, in Energiekonzepten können aber ggf. abweichende Systeme zum Einsatz kommen. Daher erfolgt eine Flexibilisierung der EDS hinsichtlich

- der Einsatzbrennstoffe
- der energetischen Parameter
- der Emissionsdaten

Das GEMIS-Programm soll dem Nutzer ermöglichen, entweder einzelne Komponenten der Standard-EDS anzupassen oder komplette eigene EDS zu erstellen.

Ebenfalls sollten die Emissionsdaten der den Energiesystemen vorgelagerten Prozeßkettenstufen nutzerspezifisch anpaßbar gestaltet werden, um ggf. vorhandene örtliche Situationen (z.B. Raffinerien in der Nähe, Groß-Hackschnitzelkette, Großspeicher für Biogas) oder längerfristige Veränderungen zu berücksichtigen.

Schließlich sollte das GEMIS-Programm eine Bewertungskomponente enthalten. Da eine reine Mengenbetrachtung nur ein erster Schritt sein kann, war zu versuchen, auch qualitative Aspekte (z.B. über die Gefahrenpotentiale, langfristige Wirkungen, Möglichkeiten der Minderung) einzubeziehen.

Für diese qualitativen Umweltwirkungen sollte im Projekt

- eine möglichst weitgehende Erfassung und
- eine Überprüfung der jeweiligen Verursacherintensität

versucht sowie

- die anwendbaren methodischen Lösungen diskutiert und
- die verfügbaren Computerhilfsmittel untersucht werden.

1.4 Literatur zu Kapitel 1

AGAT 1987: Energie- und Strukturkonzept für den Schwalm-Eder-Kreis (ESSEK) - Ergebnisbericht Energieteil Band 1, Gesamthochschule Kassel

AGFW/BGW/VDEW 1984: Parameterstudie Örtliche und Regionale Versorgungskonzepte für Niedertemperaturwärme, Frankfurt

ANL 1981: Technology Assessment of Solar Energy Systems: An analysis of direct and indirect costs, air pollution emissions, employment, and input energy requirements of solar energy options, Argonne National Lab., ANL-EES-TM-178, Argonne

ANL 1982: National Implications of High Solar and Biomass Energy Growth: Executive Summary of the Technology Assessment of Solar Energy Project, Argonne National Laboratory, ANL-EES-TM-215, Argonne

ARENHA 1985: Energiekonzept Nienburg/Weser, Reihe Örtliche und regionale Energieversorgungskonzepte Band 9, Bonn

ARENHA 1987: Pilotprojekt einer zentralen landwirtschaftlichen Biogasanlage an der Tierkörperverwertungsanlage Hopfgarten, Berichts-Entwurf vom Januar 1987 sowie Ergänzungen, Hannover

BECK/GLATZEL 1984: Umweltschutz als Entscheidungskriterium bei der Erstellung von Energieversorgungskonzepten, in: VDI-Bericht 491, S. 115-124

BFLR 1984: Energie und Umwelt, Informationen zur Raumentwicklung Heft 7-8 (1984), Bonn

BONBERG 1986: Anforderungen der Umweltpolitik an räumliche Energieversorgungskonzepte, in: Veröff.Akad.Raumf.Landespl. Bd. 162, Hannover, S.79-103

DIW/ISI 1984: Abschätzung des Potentials erneuerbarer Energiequellen in der BRD, Berlin/Karlsruhe

DIW/PROGNOS 1987: Energieversorgungskonzepte - Von der Planung zur Praxis, Gräfelfing

DOE 1980: Technology Characterizations - Environmental Information Handbook, US Department of Energy, DOE-EV-0072, Washington D.C.

DOE 1981: Energy Technology and the Environment: Environmental Information Handbook, DOE-EP-0026 (1st ed.) und DOE-EP-0028 (2nd. ed.), US Department of Energy, Washington D.C.

DOE 1983: Energy Technology Characterizations Handbook: Environmental Pollution and Control Factors (3rd edition), Aerospace Corp., DOE-EP-0093, US Department of Energy, Washington D.C.

DOE 1988: Energy Technologies & the Environment - Environmental Information Handbook, DOE/EH-077, US Department of Energy, Washington D.C.

DOE 1989a: Environmental Emissions from Energy Technology Systems: The Total Fuel Cycle, R.L.San Martin, US Department of Energy, paper presented at the OECD/IEA Expert Seminar on Energy Technologies for Reducing Emissions of Greenhouse Gases, 12-14.April 1989, Paris

DOE 1989b: Energy Systems Emissions and Materiel Requirements, Meridian Corp., prepared for US Department of Energy, Washington D.C.

DÜTZ/FINKING/SPREER 1984: Energie, Umwelt, Raumplanung: Örtliche und regionale Energiekonzepte als umweltpolitische Strategie, in: BFLR 1984, S. 623-658

ECH 1986: Projektstudie Deponiegasnutzung Gelnhausen-Hailer, Energieconsulting Heidelberg, Heidelberg

ECH 1987: Energiekonzept Gießen, Energieconsulting Heidelberg, Heidelberg

EPA 1979: Energy from the West - Energy Resource Development Systems Report, EPA Office of Energy, Minerals and Industry, EPA-600/7-79-060e

EPA 1985: Compilation of Air Pollutant Emission Factors, Stationary Sources, Environmental Protection Agency, Washington D.C.

ERG 1980a: Environmental aspects of renewable energy sources, Energy & Resources Group, University of California, Report ERG-80-1, Berkeley

ERG 1980b: Environmental Aspects of Renewable Energy Sources, in: Ann.Rev.Energy vol.5 (1980), p.241 ff

EULER 1984: Umweltverträglichkeit von Energieversorgungskonzepten, Forschungen zur Raumentwicklung Bd.12, Bundesforschungsanstalt für Landeskunde und Raumordnung, Bonn

EULER 1987: Umweltbezogenes Wertesystem zur Beurteilung von Wärmeversorgungssystemen, Beitrag zur PBE/BfLR-Tagung Umweltfreundliche Wärmeversorgungskonzepte am 23./24.3.87 in Norderstedt

FICHTNER 1986a: Schadstoffbewertung der Heizsysteme - Einfluß von emissionsmindernden Maßnahmen auf die Schadstoffbewertung der Heizsysteme unter Berücksichtigung der damit verbundenen Kosten, Reihe Örtliche und regionale Energieversorgungskonzepte Bd. 10, Bonn

FICHTNER 1986b: Umweltvergleich von elektrischen mit anderen Heizsystemen Teil II: Bewertung ausgewählter Systeme zur Hausheizung unter dem Aspekt der Schadstoffabgabe, Stuttgart

GEE 1988: Umweltschutz - neue Determinante für die Energiepolitik, Schriftenreihe der Gesellschaft für Energiewissenschaft und Energiepolitik e.V., Köln

GEK 1978: Die Umweltbelastung im Energiebereich, Schriftenreihe der Eidgenössischen Kommission für die Gesamtenergiekonzeption Nr. 24, Bern

GLATZEL 1984: Planender Umweltschutz am Beispiel der Wärmeversorgung Erlangens, in: BFLR 1984, S. 787-809

GLATZEL/BECK 1984: Umweltvorsorge durch Energieversorgungskonzepte, in: BFLR 1984, S. 769 ff

GOPA 1985: Regional energy analysis - a survey of regional energy planning studies and community energy supply concepts in European countries, Bad Homburg

HOLDREN 1982: Energy Hazards: What to Measure, What to Compare, in: Technology Review, April 1982, p. 33-38 + 74-75

HOLDREN 1987: Global environmental issues related to energy supply: the environmental case for increased efficiency of energy use, in: Energy vol.12 (1987) no.10/11, p. 975-992

IFEU 1985: Energieversorgungskonzept Reiskirchen, o.O.

INFRAS 1981: Prozeßdatenspiegel für 42 Förderungs- Transport- und Umwandlungsprozesse im Bereich der Raumwärmeversorgung, Zürich

JUNG 1985: Anmerkungen zu den Emissionsvergleichen des Umweltbundesamtes zu den verschiedenen Heizungssystemen, VDEW-Abt.K, Frankfurt

KFA 1983: Stand und Entwicklungstendenzen der Raumwärmeversorgung der Haushalte - Vergleich ausgewählter Heizungssysteme unter energetischen, ökonomischen und ökologischen Gesichtspunkten, jül-spez-234, Jülich

KFA 1988: Energie und Umwelt als Optimierungsaufgabe - Das MARNES-Modell, M.Walbeck et al. (KFA Jülich), Berlin usw.

KRANTZ 1987: Objektbezogenes und teilörtliches Energiekonzept im Versorgungsgebiet der Stadtwerke Bad Hersfeld, H.Krantz GmbH, Aachen

MEDSKER 1982: Side effects of renewable sources of energy sources, Environmental Policy Research Department Report #15 (rev. edition), National Audubon Society, New York

MR-ASS 1985: Grundlagen für ein Energieversorgungskonzept Marburg, Magistrat-Amt für Stadtentwicklung und Statistik Marburg (ed.), Schriften zur Marburger Stadtentwicklung Nr. 25, Marburg

OECD 1983: Environmental effects of energy systems - the OECD COMPASS Project, Paris

OECD 1985: Environmental effects of electricity generation, Paris

OECD 1986: Environmentally favourable energy options and their implementation, Environment monographs no. 2, Paris

OECD 1988: Environmental Impacts of Renewable Energy Sources, Paris

ÖKO-INSTITUT 1984: Energie und Umwelt, Werkstattreihe Nr.11, Freiburg

ÖKO-INSTITUT 1985: Energiesysteme im Umweltvergleich, in: Die Energiewende ist möglich, P.Hennicke et al., Frankfurt

ÖKO-INSTITUT 1988: Energiekonzept Darmstadt-Dieburg (Teilkonzept Biogas), Freiburg/Darmstadt

PETERS 1984: Umweltwirkungen von Wärmeversorgungssystemen, in: ÖKO-INSTITUT 1984

PROGNOS/FICHTNER 1984: Parameterstudie Örtliche und Regionale Versorgungskonzepte für Niedertemperaturwärme, Frankfurt

RADIAN 1976: Atmospheric pollution potential from fossil resource extraction, on-site processing, and transportation, RADIAN Corp., EPA-600/2-76-064

SPREER 1984: Energieversorgungskonzepte als Instrumente kommunalen Umweltschutzes, in: VDI 1984, S.257-283

UBA 1986: Schiedsspruch vertagt ?, W.-D.Glatzel/P.Beck/J.Schmölling, in: ENERGIE vol. 38 (1986) no. 3, S. 36 ff

UNEP 1979: The environmental impacts of production and use of energy, Vol. I-III, United Nations Environmental Program (UNEP), Nairobi

UNEP 1985: The environmental impacts of production and use of energy, Vol. IV+V, United Nations Environmental Program (UNEP), Nairobi

VON ROLL 1987: Energieversorgungskonzept Kläranlage Langen-Egelsbach, vonRoll AG, o.O.

VDI 1984: Umweltschutz in der kommunalen Energieversorgung, VDI-Bericht Nr. 543, Düsseldorf

ZREE 1985: Planung, Umsetzung und Bewertung von drei Konzepten zu Verwertung regionaleigener Energiepotentiale in der Planungsregion Oberpfalz-Nord Band 3: Wirkungsanalyse, EG-Projekt Nr.XVII-706-83.19, Zweckverband Regionale Entwicklung und Energie, Regensburg

2 Basisdaten

Die vergleichende Analyse der Umweltaspekte von Energiesystemen beruht auf Kenntnissen über das Emissionsverhalten, die Energieausnutzung sowie den Materialaufwand der betrachteten Systeme. Im folgenden Berichtsteil B werden diese Basisdaten diskutiert, soweit sie in das GEMIS-Programm eingingen.

Kapitel 2.1 erläutert die Emissionsdaten für kohle-, öl-, gas- und biomassebetriebene Heizanlagen sowie Systeme mit Kraft-Wärme-Kopplung.

In Kapitel 2.2 stehen die Grunddaten zur Energieausnutzung der in GEMIS aufgenommenen Heizsysteme zur Diskussion. Hier werden die Nutzungsgrade von Heizanlagen abgeleitet, also das Verhältnis von bereitgestellter Wärme zu benötigtem Brennstoffeinsatz. Hinzu kommt eine Darstellung der energetischen Kenndaten für Heizsysteme, die auf Kraft-Wärme-Kopplung beruhen, sowie eine Erläuterung der für Wärmetransporte (Haus-, Nah- und Fernwärmenetze) verwendeten Daten.

In Kapitel 2.3 werden Prozeßketten für die Bereitstellung von Brennstoffen definiert und deren energetischen und emissionsseitigen Kennwerte abgeleitet. Diese Prozeßketten umfassen alle relevanten Anlagen, die von der Primärenergiegewinnung bis zur Anlieferung von Endenergie frei Verbraucher benötigt werden.

Kapitel 2.4 zeigt Grunddaten für den Energieaufwand und die Emissionen bei der Herstellung von Materialien auf und diskutiert die Materialbedarfe für Energiesysteme einschließlich Prozeßketten.

Im Kapitel 2.5 schließlich werden die Rechenvorschriften und Programm-Elemente besprochen, mit deren Hilfe das GEMIS-Programm die Gesamtemissionen von Energiesystemen und qualitative Umweltaspekte bilanziert.

2.1 Emissionsdaten von Heizsystemen

Im Rahmen der GEMIS-Arbeiten bildete die Definition von Emissionsfaktoren für Heizsysteme einen Schwerpunkt der Arbeiten. Es waren nur neue Anlagen zu betrachten und für sie zwei Emissionsdatensätze (EDS) zu ermitteln:

- der EDS STANDARD beschreibt das Emissionsverhalten von Anlagen, die nach dem gesetzlichen Rahmen in der Bundesrepublik betrieben werden
- der EDS BEST umfaßt Anlagen, bei denen fortschrittliche Emissionsminderungstechniken zum Einsatz kommen

Als dritter Emissionsdatensatz wurden die Emissionsbegrenzungen nach den Umweltanforderungen der Richtlinien zum Hessischen Energiespar-Gesetz (HEnSpG) verwendet, soweit sie für Anlagen definiert sind[1].

Beim EDS STANDARD gehen die Emissionsbegrenzungen der Großfeuerungsanlagen-Verordnung (GFAVO[2]), der Technischen Anleitung zur Reinhaltung der Luft (TA Luft[3]) sowie der Kleinfeuerungsanlagen-Verordnung (1.BImSchV[4]) ein.

Weiterhin wurden aktuelle Genehmigungsbescheide für moderne Anlagen herangezogen, das Betriebsverhalten von Emissionsminderungstechniken berücksichtigt sowie Erkenntnisse aus Betriebsmessungen verwendet.

Der EDS STANDARD gibt somit ein Bild über die Emissionsdaten von Neuanlagen, die bestimmungsgemäß betrieben werden.

In die Definition des BEST-Datensatzes gingen demgegenüber auch Betriebserfahrungen mit optimierten und weitergehenden Emissionsminderungstechniken aus dem In- und Ausland ein.

Dieser Datensatz beschreibt das Emissionsverhalten von Anlagen[5], die ohne erheblichen finanziellen Aufwand (gemessen an den Gesamtinvestitionen) die derzeitig beste verfügbare Emissionsminderungstechnik realisieren[6].

Für die Ableitung dieser Emissionsfaktoren wurden Brennstoffe unterstellt, deren Eigenschaften im Anhang 5 aufgeführt sind. Ausgehend von diesen Brennstoffen wurde mit Hilfe des GEMIS-Programms eine Verbrennungsrechnung durchgeführt (vgl. dazu Kapitel 2.5), die brennstoffspezifische Umrechnungsfaktoren für Abgaskonzentrationen und energiebezogene Emissionsfaktoren liefert.

Bei der Diskussion von Emissionsfaktoren im Zusammenhang mit Emissionsgrenz- und Meßwerten ist zu beachten, daß die Abgaskonzentrationen von Schadstoffen bei Verbrennungsprozessen auch von der zugeführten Luftmenge abhängt. Bei der Zuführung der zur vollständigen Oxidation theoretisch notwendigen Verbrennungsluftmenge enthält das entstehende Abgas keinen freien Sauerstoff (O_2) mehr, während im realen Anlagenbetrieb mehr Luft (und damit Sauerstoff) zugeführt wird als theoretisch notwendig.

Dieser Luftüberschuß führt zu einer Verdünnung der Schadstoffe, da zusätzlich zum entstehenden Verbrennungsabgas auch die überschüssige Luft einen Teil des Abgases bildet. Als Maß für diesen Luftüberschuß wird der Restsauerstoffgehalt des Abgases herangezogen, der in Volumen-Prozenten (Vol%) gemessen wird. Bei unverdünntem Abgas (kein Luftüberschuß) beträgt der O_2-Gehalt null und steigt mit zunehmendem Überschuß an[7].

Die gesetzlichen Emissionsbegrenzungen und Meßwerte von Abgasmessungen beziehen sich daher in der Regel auf einen O_2-Gehalt des Abgases, der zwischen 3 und 15 Vol% liegt.

---

1 Anlage zu den Richtlinien zu § 5 Hessisches Energiespargesetz - Umweltanforderungen - Stand 30.12.1986 - Entwurf, Hessischer Minister für Wirtschaft und Technik, Wiesbaden

2 13. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutz-Gesetzes (Großfeuerungsanlagen-Verordnung)

3 1. Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutz-Gesetzes

4 1. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutz-Gesetzes (Kleinfeuerungsanlagen-Verordnung)

5 wobei mehrere Anlagen vorhanden/betrieben werden müssen, um deren Emissionen zur Definition von BEST-Daten zu verwenden

6 Dieser Datensatz gleicht der amerikanischen Definition der Best Available Control Technology (BACT)

7 Da Umgebungsluft einen Sauerstoffgehalt von rd. 21 Vol.% aufweist, ergibt sich dieser Wert als obere Grenze für unendlichen Luftüberschuß.

Eine Schadstoff-Konzentrationsangabe von z.B. 100 mg/m3 bei einem O_2-Wert von 15 Vol% entspricht einer Konzentration von 300 mg/m3 bei einem O_2-Wert von 3 Vol%. Durch die in GEMIS verwendete Umrechnung auf energiebezogene Emissionsfaktoren, die allein von der Brennstoffzusammensetzung abhängen, wird diese Mehrdeutigkeit der Abgaskonzentration vermieden[8].

2.1.1 Emissionen von Heizsystemen für Heizöl EL

Rohöl wird in den Raffinerien zu verschiedenen Einsatzqualitäten aufgearbeitet, die über DIN-Normen festgelegt sind. Bei der Aufarbeitung werden u.a. der Schwefel- und Aschegehalt gegenüber Rohöl gesenkt. Die folgenden Tabellen zeigen die gesetzlichen Emissionsgrenzwerte und die hieraus errechneten Emissionsfaktoren, die für Ölheizsysteme gefordert werden.

Tabelle 2 Emissionsgrenzwerte für Heizöl-EL-Feuerungen

Quelle	Leistung	Staub	CO	C_nH_m	NO_x	Bezugs-O_2
	[kW]	--------[mg/m³]-------				[Vol%]
1.BImSchV	> 11	-1)	-	-	-2)	-
TA-Luft	> 5.000	50	200	30	200 2)	3

Anmerkungen:

1) = Begrenzung der Rußzahl auf 1

2) = primäre NOx-Reduktion nach Stand der Technik gefordert

Tabelle 3 Emissionsfaktoren für Heizöl-EL-Feuerungen

Quelle	Leistung	Staub	CO	C_nH_m	NO_x
	[kW]	--------[kg/TJ_{input}]---------			
1.BImSchV	> 11	-1)	-	-	-2)
TA-Luft	> 5.000	14	56	8,4	56 2)

Anmerkungen:

1) = Begrenzung der Rußzahl auf 1

2) = primäre NOx-Reduktion nach Stand der Technik gefordert

8 Eine nähere Darstellung der Umrechnung zwischen Abgaskonzentration, Sauerstoffgehalt und Emissionsfaktoren gibt Kapitel 2.5.

Die folgende Tabelle zeigt Beispiele für Emissionen verschiedener Ölfeuerungen, die im Rahmen unserer Auswertung herangezogen wurden.

Tabelle 4 Emissionen von Heizöl-EL-Feuerungen (mittlere Angaben, bezogen auf Brennstoff-Heizwert)

Typ	Leistung	Staub	CO	C_nH_m	NO_x	Quelle
	[kW]	in kg/TJ_{input}				
Kessel 1973/74	< 50	2,5	70	15,0	50	DAVIDS 1976
beste Kessel 1976	< 50	0,7	40	0,7	50	DAVIDS 1976
atmosph.Brenner	<190	-	-	-	55	AHMADI 1986
Gebläse-Brenner	< 50	-	-	-	33	HAEBER. 1986
Gebläse-Brenner	< 75	-	5	-	49	BREMER 1986
Raketen-Brenner	< 50	-	1	0,9	38	BUSCH. 1986
diverse Kessel	< 50	0,4	30	3,0	45	IWO 1986
typischer Kessel	18	3,3	50	2,4	42	FICHTNER '86
Raketen-Brenner	18	0,0	39	2,1	21	FICHTNER '86
Einzelofen	12	4,2	61	2,8	39	FICHTNER '86
typischer Kessel	< 50	2,0	70	-	45	DFVLR 1984
bester Kessel	< 50	1,0	40	-	25	DFVLR 1984
Kessel 1976	< 50	-	49	5,6	53	WEISH. '87
Kessel 1976-82	< 50	-	11	2,5	53	WEISH. '87
Kessel 1983	< 50	-	10	2,1	59	WEISH. '87
Einzelofen	7	2,5	-	27,0	16	EBI 1982
neue Kessel	< 1000	-	14	-	42	HH 1988

Schwefeldioxid

Für Heizsysteme unter 1 MWth Feuerungswärmeleistung kommt nach der 1.BImSchV allein leichtes Heizöl (HEL) als Brennstoff zum Einsatz. Nach der 3.BImSchV[9] darf HEL ab Mai 1988 nur noch maximal 0,2 Gew.% Schwefel enthalten. Bei einem Heizwert von 42,8 MJ/kg ergibt sich hieraus ein Emissionsfaktor von rd. 93 kg/TJ Brennstoffwärme. Die Mineralölwirtschaft hat zur Sicherstellung des festgelegten Grenzwertes schon in der Vergangenheit Heizöl EL vermarktet, das zwischen 15 und 25 % weniger Schwefel enthält als nach der 3.BImSchV vorgesehen. Nach u.E. ist auch in Zukunft von einem 20 %-Abschlag auszugehen, womit sich ein SO2-Emissionsfaktor für Heizöl EL von 75 kg/TJ ergibt.

Stickoxide

Da HEL nur geringe Mengen an Stickstoff enthält, werden die NOx-Emissionen wie beim Erdgas (vgl. unten) weitgehend durch die thermische NO-Bildungen bestimmt. Entsprechend können verbrennungstechnische Maßnahmen zu deutlichen Senkungen der Schadstoffabgabe führen. Die vorliegenden Meßwerte reichen von 16 - 60 kg/TJ.

Das Umweltbundesamt gibt für NOx-Emissionen von HEL-Feuerungen im Haushaltsbereich einen Wert von 50 kg/TJ an <UBA 1989>.

---

9 3.Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutz-Gesetzes (Verordnung über Schwefelgehalt)

Beim Einsatz modernster Brennertechnik (Raketenbrenner) sind NOx-Werte um 20 kg/TJ zu erzielen, bei konventionellen Brennern mit primären Minderungsmaßnahmen Werte um 40 kg/TJ. Im EDS STANDARD wird der Einsatz eines konventionellen Brenners angenommen, der NOx-Werte von 40 kg/TJ aufweist.

Im EDS BEST wird dagegen der Einsatz eines Rakenbrenners unterstellt, bei dem NOx-Werte von 20 kg/TJ auftreten.

Halogene

Heizöl EL ist praktisch halogenfrei, sodaß keine HCl- oder HF-Emissionen auftreten.

Staub

Durch den geringen Aschegehalt von HEL (unter 0,05 Gew.%) ergeben sich maximale Staub-Werte im Bereich von 10 kg/TJ. Bei der unvollständigen Verbrennung kann zusätzlich Ruß (unverbrannter Kohlenstoff) entstehen, der zu einer Trübung der Abgase führt. Meßwerte an bestehenden Anlagen kommen zu Staub-Emissionen um 3 kg/TJ, wobei moderne, gut eingestellte Brenner Werte unter 1 kg/TJ erreichen. Das Umweltbundesamt geht für heutige HEL-Feuerungen im Haushaltssektor von Staub-Emissionen von 1,5 kg/TJ aus <UBA 1989>.

Im EDS STANDARD ist für Neuanlagen mit guter Brennereinstellung u.E. von einem Staub-Emissionsfaktor von 1 kg/TJ auszugehen, im EDS BEST dagegen (praktisch rußfreier Raketenbrenner) von 0,5 kg/TJ.

CO und Kohlenwasserstoffe (C_nH_m + PAH)

Die CO-Emissionen von HEL-Feuerungen schwanken je nach Brennertyp und Lastbereich zwischen 10 und 70 kg/TJ. Da CO als Maßstab für die Verbrennungsqualität gilt, belegen die relativ niedrigen Werte für HEL wie bei Gas die gute Verbrennung. Entsprechend niedrig liegen auch die gemessenen Werte von CnHm und PAH, die allerdings leicht höher als die bei Gas sind.

Eine Ausnahme von dieser günstigen Beurteilung sind Einzelöfen für HEL, die wegen der vergleichsweise schlechten Verbrennungsführung z.T. hohe PAH-Werte aufweisen <EBI 1982>. Die Emissionen liegen allerdings immer noch um mehrere Größenordnungen unter denen von fossilen Festbrennstoffen (vgl. unten).

Schwermetalle

Der Gehalt an Schwermetallen ist vergleichsweise gering und liegt nach - umstrittenen - Angaben des Umweltbundesamts in Heizöl EL bei 0,01 ppm für Quecksilber und 0,07 ppm für Cadmium, Blei wurde nicht gefunden <UBA 1980>. Andere Autoren geben für Cadmium einen zehnfach höheren Wert - 0,7 ppm - an sowie für Blei ein Inventar von 2 ppm <KAMM/RÖHM 1984>.

Gegenüber fossilen Festbrennstoffen sind die vom UBA genannten Schwermetallinventare vergleichsweise gering, sodaß qualitativ HEL zu den schwermetallarmen Brennstoffen zu zählen ist. Eine Ausnahme hiervon bildet - das hier nicht weiter betrachtete - schwere Heizöl (HS), das neben Vanadium auch Nickel enthält, das in bestimmten Verbindungen krebserregend ist.

Zusammenfassung zu Emissionen von Ölfeuerungen

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick zu den Emissionsfaktoren, die ausgehend von den Brennstoffeigenschaften und heutigen Betriebserfahrungen bei Ölfeuerungen für die Datensätze abgeleitet wurden.

Tabelle 5 GEMIS-Emissionswerte für Öl-Feuerungen

	Leistung	**EDS STANDARD**			**EDS BEST**		
Anlage	**[kW]**	**SO_2**	**NO_x**	**Staub**	**SO_2**	**NO_x**	**Staub**
konv.Brenner	> 10	75	40	1	-	-	-
Raketen-Brenner	> 10	-	-	-	75	20	0,5

(in [kg/TJ], bezogen auf Brennstoff-Heizwert)

2.1.2 Emissionen von Heizsystemen für Erdgas

Erdgas ist nach der Aufbereitung (Entschwefelung, Trocknung, Abscheidung höherer Kohlenwasserstoffe, vgl. Kapitel 2.2) ein hochwertiger Brennstoff, der nur ein unwesentliches Schadstoffinventar (z.B. Restschwefel) aufweist.

Die Abgabe von Schadstoffen ist daher in nennenswertem Umfang allein durch verbrennungsbedingte Prozesse bestimmt.

Die nachfolgende Tabelle zeigt Beispiele für Emissionen verschiedener Gasfeuerungen, die bei unserer Auswertung herangezogen wurden.

Tabelle 6 Emissionen von Erdgas-Feuerungen

Typ	Leistung	Staub	CO	C_nH_m	NO_x	Quelle
	[kW]	----[kg/TJ_{input}]----				
Öfen 1973/74	< 50	0,1	70	1,5	30	DAVIDS 1976
beste Anlagen 1976	< 50	0,1	15	0,7	30	DAVIDS 1976
atm.Brenner	< 50	-	-	-	62	HAEBERL. '86
Gebläse-Brenner	< 50	-	-	-	33	HAEBERL. '86
Thermomax	< 50	-	-	-	6	PFEIFFER '86
Thermomax	< 50	-	-	-	22	AWE 1986
Gebläse-Brenner	< 50	-	10	-	35	MARX 1986
Gebläse-Brenner	< 75	-	10	-	26	BREMER 1986
Raketen-Brenner	< 50	-	-	-	16	BUSCH. '86
atm.Brenner	< 50	-	36	-	69	GWI 1986
atm.Brenner	18	0,1	56	1,5	44	FICHTNER '86
Gebläse-Brenner	18	0,1	44	1,4	28	FICHTNER '86
atm. Brenner	12	0,1	56	1,7	44	FICHTNER '86
Gebl.Br. 1976	< 50	-	51	10,5	28	WEISH. 1987
Gebl.Br.'76-82	< 50	-	27	2,8	31	WEISH. 1987
Gebl.Br. '83	< 50	-	14	2,1	34	WEISH. 1987
typischer Kessel	< 50	0,1	70	-	42	DFVLR 1984
bester Kessel	< 50	0,1	50	-	20	DFVLR 1984
Einzelofen	7	0	-	21	28	EBI 1982
neue Kessel	< 1000	-	25	-	28	HH 1988

Die folgenden Tabellen geben die Emissionsgrenzwerte bzw. die daraus berechneten Emissionsfaktoren wieder, die für Gasheizungen gefordert werden.

Tabelle 7 Emissionsgrenzwerte für Erdgas-Feuerungen

Quelle	Leistung	Staub	CO	C_nH_m	NO_x	Bezugs-O_2
	[kW]	--------[mg/m³]-------				[Vol%]
UBA[a]	< 50	-	100	-	175	3
UBA[b]	< 50	-	90	-	100	3
1.BimSchV	> 11	-	-	-	-*)	-
TA-Luft	> 5.000	50	200	30	200	3

Anmerkungen:

*) = primäre NOx-Reduktion nach Stand der Technik gefordert

a = neue atmosphärische Brenner mit "Umweltzeichen"

b = neue Gebläse-Brenner mit "Umweltzeichen"

Tabelle 8 Emissionsfaktoren für Erdgas-Feuerungen

Quelle	Leistung	Staub	CO	C_nH_m	NO_x
	[kW]	--------[kg/TJ input]--------			
UBA[a]	< 50	-	28	-	49
UBA[b]	< 50	-	25	-	28
1.BImSchV	<10000	-	-	-	*)
TA-Luft	>10000	9,8	28	1	56

Anmerkungen:

*) = primäre NOx-Reduktion nach Stand der Technik gefordert

a = neue atmosphärische Brenner mit "Umweltzeichen"

b = neue Gebläse-Brenner mit "Umweltzeichen"

Schwefeldioxid

Erdgas weist einem maximalen Gesamtschwefel-Gehalt unter 150 mg/m3 sowie weniger als 5 mg/m³ Schwefelwasserstoff (H_2S) auf <FICHTNER 1986>.

Bei einem Heizwert von 36,6 MJ/m³ ergeben sich maximale SO_2-Emissionen von 8,5 kg/TJ. Wird demgegenüber nur der H_2S-Gehalt berücksichtigt, ergeben sich Emissionen von rd. 0,3 kg/TJ. Das UBA gibt für Erdgas im Bereich Haushalte einen Emissionsfaktor von 0,5 kg/TJ an <UBA 1989>.

Nach der vorliegenden Literatur ist u.E. von dem aus dem H_2S-Gehalt abgeleiteten Emissionsfaktor von 0,3 kg/TJ auszugehen, der im Emissionsdatensatz STANDARD und BEST verwendet wird.

Stickoxide

Da Erdgas nur geringe Mengen an Stickstoff enthält, werden die NOx-Emissionen weitgehend durch die thermische NO-Bildungen bestimmt. Entsprechend können Primärmaßnahmen (Reduktion der Flammtemperatur, gestufte Luftzufuhr etc.) zu deutlichen Senkungen der Schadstoffabgabe führen. Die vorliegenden Meßwerte reichen bei atmosphärisch betriebenen Brennern von 30 - 70 kg/TJ, während Gebläsebrenner wegen der besser regelbaren Luftzuführung mit Werten von 20 - 50 kg/TJ deutlich niedriger liegen <KÄMPER/LOMMERZHEIM 1988>.

Das UBA gibt für NOx-Emissionen von Gasfeuerungen im Haushaltsbereich einen Wert von 50 kg/TJ an, der allerdings nicht zwischen atmosphärischen und Gebläsebrennern differenziert. Leider sind bislang keine gleichzeitigen Messwerte für CO und NOx von modernsten Gasbrennern (Thermomax) zugänglich (Tabelle B-1/5), die Auskunft über die Gegenläufigkeit beider Schadgase geben würden.

Zur Erlangung des Umweltschutz-Zeichen ("Blauer Engel") dürfen atmosphärische Brenner höchsten 49 kg/TJ an NOx freisetzen und Gebläsebrenner 28 kg/TJ.

Beim Einsatz modernster Brennertechnik (Thermomaxbrenner, Raketenbrenner) treten NOx-Werte um 10 kg/TJ auf, bei konventionellen Brennern mit primären Minderungsmaßnahmen Werte um 20 kg/TJ. Es sind auch schon Anlagen auf dem Markt, die nur 5 kg/TJ im Nennlastbereich emittieren <EWFE 1988>.

Im EDS STANDARD sind daher für atmosphärische Brenner NOx-Werte von 40 kg/TJ anzusetzen und für Gebläsebrenner 20 kg/TJ.

Im EDS BEST werden die Werte der modernsten Brenner verwendet, womit sich für atmosphärische Brenner 20 kg/TJ und für Gebläsebrenner 10 kg/TJ ergeben.

Halogene

Während der Konditionierung und Aufbereitung des Erdgases für die Einspeisung in die überregionalen Pipelines werden aus Gründen des Korrosionsschutzes fast vollständig die - ohnehin nur in geringen Mengen enthaltenen - Halogene entfernt. Daher ist Erdgas praktisch halogenfrei.

Staub

Wegen des Fehlen von Asche im Brennstoff und der nur sehr geringen Bildung von Ruß bei der Verbrennung liegen die Abgaswerte für Gasfeuerungen durchweg deutlich unter 1 kg/TJ. Das Umweltbundesamt geht von einem Emissionsfaktor von 0,1 kg/TJ im Bereich Haushalt aus <UBA 1989>, der u.E. auch in den GEMIS-Datensätzen für Gasfeuerungen zu verwenden ist.

CO und Kohlenwasserstoffe (C_nH_m + PAH)

Die CO-Emissionen von Gasfeuerungen schwanken je nach Brennertyp und Lastbereich zwischen 10 und 100 kg/TJ. Da CO als Maßstab für die Verbrennungsqualität gilt, belegen die relativ niedrigen Werte bei Gas die ausgesprochen gute Verbrennung. Entsprechend niedrig liegen auch die gemessenen Werte von Kohlenwasserstoffen und PAH, die von allen im GEMIS-Projekt betrachteten Brennstoffen bei Gas am geringsten sind.

Schwermetalle

Der Gehalt an Schwermetallen in Erdgas ist nach der Aufbereitung praktisch gleich Null. Von Interesse ist allein Quecksilber (Hg), dessen Inventar nach umstrittenen Angaben in Erdgas bei 0,002 mg/m^3 Gas liegt <UBA 1980>. Bei der Verbrennung des Gases resultieren hieraus 2 mg/TJ, wenn das Hg vollständig freigesetzt wird. Diese Menge ist gegenüber den Werten anderer fossiler Energieträger sehr gering. Qualitativ ist Erdgas damit der schwermetallärmste fossile Brennstoff.

Zusammenfassung zu Emissionen von Gasfeuerungen

Die nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick zu den Emissionsfaktoren, die für Erdgas-Feuerungen abgeleitet wurden.

Tabelle 9 GEMIS-Emissionswerte für Erdgas-Feuerungen

	Leistung	**EDS STANDARD**				**EDS BEST**		
Brennertyp	[kW]	SO_2	NO_x	Staub		SO_2	NO_x	Staub
atmosphärisch	> 10	0,3	40	0,1		0,3	20	0,1
Gebläse	> 10	0,3	20	0,1		0,3	10	0,1

(in [kg/TJ], bezogen auf Brennstoff-Heizwert)

2.1.3 Emissionen von Heizsystemen für Kohle

Die Abgabe von Emissionen in die Atmosphäre wird im folgenden für die verschiedenen fossilen Festbrennstoffe getrennt diskutiert, da diese Energieträger ein unterschiedliches Emissionsverhalten aufweisen.

Heizsysteme für fossile Festbrennstoffe sind Einzelöfen oder Kesselanlagen, der Brennstoff wird meist in stückiger Form (Briketts in verschiedener Gestalt) zugegeben. Von der Verbrennungstechnik sind Durchbrandfeuerung, Unterbrandfeuerung und Universal-Dauerbrenner zu unterscheiden <VDI 1979>. Größere Feuerungen zur Versorgung von großen Wohnanlagen (Blockheizungen) sind mit automatischer Brennstoffzufuhr und Entaschung ausgerüstet. Sie verwenden i.d.R. andere Technologien (Rostfeuerung, Wirbelschicht) und werden näher im Abschnitt zur Kraft-Wärme-Kopplung behandelt.

Die Verbrennungseigenschaften der fossilen Festbrennstoffe im Heizungsbereich werden wesentlich durch den Gehalt an Flüchtigen bestimmt. Sofern keine Universal-Dauerbrenner zum Einsatz kommen, dürfen nach der 1. BImSchV nicht mehr als 18 % Flüchtige Bestandteile enthalten sein, um eine ausreichende Verbrennungsqualität in den Anlagen zu gewährleisten. Weiterhin wird der Massengehalt an Schwefel auf 1 Gew.% begrenzt (bezogen auf einen Heizwert Hu von 29,3 MJ/kg).

Neben den unten diskutierten Emissionen treten beim Betrieb der Anlagen grundsätzlich auch staubförmige Belastungen auf, die sich durch den Brennstofftransport (Lkw --> Lagerraum, Lagerraum --> Feuerungsanlage) sowie durch den Asche-Abtransport ergeben. Diese meist groben Flugstäube sind wegen der geringen Lungengängigkeit eher als Belästigung (Verschmutzung) denn als Umweltbelastung anzusehen und werden in den GEMIS-Emissionsdaten nicht berücksichtigt.

Die nachfolgende Tabelle zeigt Emissionen verschiedener Kohlefeuerungen, die im Rahmen unserer Auswertung herangezogen wurden.

Tabelle 10 Emissionen von kohlebefeuerten Anlagen

Typ	Leistung	Staub	CO	NO_x	SO_2	Quelle
	[kW]	----[kg/TJinput]----				
Steinkohlebrikett:						
Durchbrand	< 50	200	-	-	-	VDI 1979
unterer Abbrand	< 50	174	-	-	-	VDI 1979
Durchbrand	< 50	250	5400	50	590	DFVLR 1984
Durchbrand	6	250	3472	61	530	BF 1987
unterer Abbrand	6	583	3203	65	575	BF 1987
Braunkohlebrikett:						
Druchbrand	< 50	480	-	-	-	VDI 1979
unterer Abbrand	48	347	6944	44	217	FICHTNER '86
Durchbrand	6	300	9722	80	250	FICHTNER '86
Durchbrand	7	343	5	73	-	EBI 1982
unterer Abbrand	6	615	4317	65	48	BF 1987
Anthrazit:						
unterer Abbrand	6	10	3017	51	420	BF 1987
Durchbrand	6	7	6386	28	344	BF 1987
unterer Abbrand	725	167	175	53	401	FICHTNER '86

Steinkohlenbefeuerte Systeme

Steinkohle in Form von Nußkohlen sowie als Brikett wird von den privaten Haushalten und dem Kleinverbrauch in der Größenordnung von 2 Mio t/a zur Wärmebereitstellung eingesetzt <BF 1987>. Gasflamm- und Fettkohlen werden überwiegend in UDB-Anlagen verfeuert, während niederflüchtige Magerkohlen und Anthrazit in Durchbrand-Öfen verwendet werden. Die Einzelöfen sind handbeschickt, während Zentralheizungs-Anlagen auch mit automatischer Beschickung betrieben werden können.

Die nachfolgenden Tabellen zeigt die Grenzwerte bzw. die hiervon abgeleiteten Emissionsfaktoren, die nach den heutigen gesetzlichen Regelungen für steinkohlegefeuerte Heizanlagen gelten.

Tabelle 11 Emissionsgrenzwerte für Steinkohlebriketts

Quelle	Leistung	Staub	CO	CnHm	NOx	SO2	Bezugs-O2
	[kW]	------[mg/m3]------					[Vol-%]
1.BImSchV	> 15	150	-	-	-*)	1.700	8
1.BImSchV	> 150	150	-	-	-*)	1.700	8
TA-Luft	> 1000	150	500	100	400*)	2.000*)	7
TA-Luft	> 5000	50	250	100	400*)	2.000*)	7

Anmerkungen:

*) = weitere Reduktion nach Stand der Technik gefordert

Tabelle 12 Emissionsfaktoren für Steinkohlenbriketts

Quelle	Leistung	Staub	CO	CnHm	NOx	SO2
	[kW]	------[kg/TJinput]------				
1.BImSchV	> 15	60	-	-	-*)	667
1.BImSchV	> 150	60	-	-	-*)	667
TA-Luft	> 1000	60	200	40	160*)	800*)
TA-Luft	> 5000	20	100	40	160*)	800*)

Anmerkungen:

*) = weitere Reduktion nach Stand der Technik gefordert

Schwefeldioxid

Die in Heizanlagen eingesetzten Steinkohlen enthalten rd. 1 Gew.% S (i.roh) bei Heizwerten von rd. 30 MJ/kg (Gasflammkohlen und Briketts) bzw. 34 MJ/kg (Anthrazit). Damit ergeben sich maximale SO_2-Emissionen von 680 kg/TJ (Gasflammkohlen und Briketts) und 590 kg/TJ (Anthrazit).

Das Schwefelinventar im Brennstoff wird allerdings nicht vollständig emittiert, da Kohlen basische Substanzen enthalten, die SO_2 bei Temperaturen unter 1000 oC einbinden können. Der Einbindungsgrad des Schwefels in die Asche liegt, je nach Temperatur und Inventar an basischen Reaktionspartnern, bei 5 - 20 %.

Das Umweltbundesamt gibt für Steinkohlen-Briketts im Sektor Haushalte einen Emissionsfaktor von 500 kg/TJ an <UBA 1989>, die DFVLR nennt einen Wert von 590 kg/TJ, und FICHTNER rechnet mit rd. 400 kg/TJ (für Anthrazit). Messungen der Bergbauforschung an handelsüblichen Kohle-Heizungen ergaben SO_2-Werte von 530-575 kg/TJ für Steinkohlen und 344-523 kg/TJ für Anthrazit.

Dabei war eine deutliche Abhängigkeit der SO_2-Emissionen von der Auslastung der Anlagen zu beobachten: im Nennlastbereich emittierten die Anlagen weitgehend die im Brennstoff enthaltene Schwefelmenge als SO_2, während bei Teillast deutlich - z.T. über 35 % - verringerte Freisetzungen gemessen wurden. Als Erklärung gilt die bei geringerer Auslastung sinkende Feuerraumtemperatur, die zu einer verstärkten Einbindung von SO_2 in die basischen Aschebestandteile führt.

Wir gehen im EDS STANDARD von einer Asche-Einbindung von 15 % aus, woraus sich ein Emissionsfaktor für SO_2 von 500 kg/TJ ergibt, was mit den UBA-Daten übereinstimmt.

Bei größeren Anlagen für Blockheizungen (Nahwärme mit Kohle-Heizwerken) oder großen Wärmeabnehmern kommen auch Wirbelschicht-Feuerungen (WSF) oder solche mit nachgeschalteten Wäschern zur Anwendung. Diese Systeme können SO_2-Minderungen von 85-95 % erreichen, wobei von einer mittleren Reduktion von 90 % auszugehen ist. Damit ergeben sich bei Vollwert-Kohlen SO_2-Emissionen von rd. 70 kg/TJ, die im EDS BEST als Emissionsfaktor für größere Heizanlagen (Heizwerke über 1.000 kWth) angenommen werden.

Stickoxide

Die Bildung von NO_x wird in den hier betrachteten Feuerungssystemen überwiegend durch die Oxidation des Brennstoff-Stickstoffs bestimmt, da die Verbrennungstemperaturen deutlich unter der Grenze für thermisches NO liegen. Messungen der Bergbau-Forschung <BF 1987> ergaben für Durchbrand-Öfen (6 kW) mit Anthrazit als Brennstoff NOx-Werte zwischen 20 und 55 kg/TJ, für Briketts und Gasflammkohlen dagegen Werte zwischen 50 und 65 kg/TJ, wobei im Vollast-Betrieb Werte um 110 kg/TJ erreicht wurden. Beim Einsatz von Anthrazit in einem Universal-Dauerbrenner (UDB mit 6 kW) ergaben sich NOx-Emissionen von 35 bis 87 kg/TJ, bei Verwendung von Briketts und Gasflammkohle dagegen wiederum Werte um 65 kg/TJ bei Spitzenwerten (Vollast-Betrieb) um 100 kg/TJ.

Eine Untersuchung des Engler-Bunte-Instituts <EBI 1982> kommt für einen UDB mit 7 kW Leistung beim Einsatz von Anthrazit-Briketts zu NOx-Werten (umgerechnet auf NO2) von rund 73 kg/TJ (Mittel aus verschiedenen Betriebszuständen).

Die DFVLR nennt für Steinkohle-Briketts NOx-Werte von 50 kg/TJ <DFVLR 1984>, was gut mit Daten von FICHTNER übereinstimmt, wo für Anthrazit-Feuerungen NOx-Werte von 53 kg/TJ angegeben werden <FICHTNER 1986>. Amerikanische Studien kommen zu NOx-Werten von 115-171 kg/TJ <HUGHES/DeANGELIS 1982> bzw. 130 kg/TJ <EPA 1979>.

Für moderne Feuerungssysteme ist u.E. von NOx-Werten von 50 kg/TJ als Mittel über die Feuerungsperiode auszugehen, wenn die zur Erreichung niedriger CO- und CnHm-Werte erforderlichen hohen Verbrennungstemperaturen unterstellt werden. Dies stimmt mit den vom UBA ermittelten Emissionsfaktoren im Sektor Haushalt überein <UBA 1989>. Dieser Emissionsfaktor wird für Heizanlagen im EDS STANDARD und BEST übernommen.

Größere können durch primäre NOx-Minderungsmaßnahmen (Verbrennungsluftführung) Werte um 150 kg/TJ erreichen. Der Einsatz von sekundären NOx-Minderungstechniken (z.B. SCR-Verfahren) kommt bei der relative geringen Anlagengröße der hier betrachteten Systeme wegen des hohen Aufwands nicht in Frage. Für die größeren Anlagen (über 1.000 kWth) ist daher sowohl im EDS STANDARD wie auch in BEST von einem NOx-Emissionsfaktor von 150 kg/TJ auszugehen.

Halogene

In Steinkohlen sind neben Schwefel und Stickstoff auch Halogene (Chlor und Fluor) enthalten, die bei der Verbrennung in konventionellen Feuerungen freigesetzt werden. Die Inventare von Chlor und Flur wurden von der Bergbauforschung ermittelt <BF 1987>, wobei Gehalte von 0,04-0,08 Gew.% Cl für Anthrazit, 0,13 Gew.% Cl für Gasflammkohle und 0,04-0,1 Gew.% Cl für Steinkohlenbriketts gefunden wurden. Die Inventare an Fluor wurden für Anthrazit mit 0,0023 Gew.% und für Briketts mit 0,006 Gew.% angegeben.

Die Freisetzung der Brennstoffinventare hängt neben den Inventaren an basischen Substanzen vor allem von der Verbrennungstemperatur ab, wobei für Chlor lastabhängige Freisetzungen von 35-100 % ermittelt wurden. Besonders hohe Freisetzungen erreichen Universal-Dauerbrenner (UDB), die wegen des relativ guten Ausbrands verstärkt Verwendung finden. Bei Fluor ist die Freisetzung überwiegend quantitativ, sofern keine Ad- oder Absorption im Rauchgasweg stattfinden.

Für Chlor ist u.E. von einer Freisetzung von 80 % des Inventars auszugehen, bei Fluor von 100 %. Bei Cl-Inventaren von 0,1 Gew.% und F-Gehalten von 0,005 Gew.% ergeben sich als Emissionsfaktoren 24 kg/TJ (HCl) und 0,15 kg/TJ (HF).

Anlagen mit Abgaswäschern (Blockheizungen) scheiden sowohl HCl wie auch HF im Bereich von 90 % ab, womit Werte von 3 kg/TJ (HCl) und 0,015 kg/TJ (HF) als Regelfall anzunehmen sind.

Staub

Die Staub-Abgaben von kohlegefeuerten Wärmeerzeugern können - abhängig vom Aschegehalt und Feuerungsart - sehr hohe Werte annehmen.

Durch die Novellierung der Verordnung über Kleinfeuerungsanlagen (1.BImSchV) wurden die Emissionsbegrenzungen für Anlagen mit fossilen Festbrennstoffen vereinheitlicht, womit sich für Staub Emissionswerte von max. 60 kg/TJ bei Anlagen bis zu 1 MWth Feuerungswärmeleistung ergeben.

Da uns bislang keine Meßwerte über die Staubemissionen von kleineren Heizanlagen vorliegen, die eine Unterschreitung der o.g. Grenzwerte belegen, gehen wir von der Einhaltung der Grenzwerte, abzüglich eines Sicherheitsabstandes von rd. 10 %, aus. Dies entspricht einem Emissionfaktor von 55 kg/TJ, der für beide Emissionsdatensätze verwendet wird.

Bei größeren Heizanlagen (Blockheizungen) werden Anlagen mit Entstauber (Elektro- und Gewebefilter) eingesetzt oder Abgaswäschern betrieben, um die Emissionsgrenzwerte einzuhalten.

In diesen Fällen sind bei Anlagen > 5 MWth nach der TA Luft Staubwerte von 20 kg/TJ einzuhalten, wegen der guten Abscheideleistung der nachgeschalteten Anlagen sind sogar Werte um 10 kg/TJ möglich.

Bei diesn größeren Anlagen unterstellen wir den TA-Luft-Wert von 20 kg/TJ im EDS STANDARD ab 1.000 kWth, während im EDS BEST für diese Anlagen 10 kg/TJ angenommen werden.

*CO und Kohlenwasserstoffe (**CnHm** + PAH)*

Die Emissionen von Kohlenmonoxid (CO) gilt als Maß für den Ausbrand und - zumindest hinsichtlich der Größenordnung - auch als Indikator für die Freisetzung von Kohlenwasserstoffen (C_nH_m). Je geringer die CO-Emissionen, umso geringer sind in der Regel auch die C_nH_m-Werte <BF 1987>. Die Werte für CO sowie die wenigen vorliegenden Meßwerte für C_nH_m unterliegen starken Schwankungen, die von der Betriebsweise der Feuerung (Luftüberschuß, Auslastung) geprägt werden.

Die in der Tabelle ausgewiesenen Werte für CO und C_nH_m sind Mittelwerte aus verschiedenen Betriebspunkten und können nur die Größenordnung der möglichen Emissionen angeben. Als Bereich für die CO-Emissionen kleinerer Feuerungen gelten Werte von 1.000-10.000 kg/TJ, für C_nH_m von 50-500 kg/TJ.

Als besonders relevante Untergruppe der CnHm gelten die polyzyklischen aromatischen Kohlenwasserstoffe (PAH), von denen mehrere Verbindungen krebserregend sind, und die oft als Summe PAH gemessen werden <EBI 1982>. Solche Summenwerte erreichen Größenordnungen von einigen 10 kg/TJ bei kleinen Kohlefeuerungen, sind aber wegen der unterschiedlichen PAH-Spektren nur wenig aussagekräftig. Eindeutig krebserregend ist z.B. Benzo-a-Pyren (BaP), das im Bereich von 0,003 bis 0,1 kg/TJ von Kohlefeuerungen emittiert wird <BF 1987>.

Wegen der starken Schwankungen und der in den Summenparametern enthaltenen sehr unterschiedlichen Einzelkomponenten ist es u.E. nicht sinnvoll, C_nH_m- und PAH-Emissionen in einen quantitativen Vergleich verschiedener Energiesysteme einzubeziehen. Daher werden hier keine Standard-Datensätze abgeleitet.

Dennoch kann die Größenordnung der C_nH_m- und PAH-Freisetzungen aus Kohlefeuerungen denen aus biogen befeuerten Anlagen gegenübergestellt werden. Die vorliegenden Daten lassen die qualitative Aussage zu, daß Kohleheizungen im Vergleich zu anderen Feuerungen erhebliche CO-, C_nH_m- und PAH-Emissionen abgeben, die aufgrund der geringen Kaminhöhen und der in der Heizungszeit oft ungünstigen Ausbreitung gesundheitlich problematisch sein können.

Schwermetalle

Die Schwermetall-Inventare in Steinkohlen schwanken erheblich in Abhängigkeit von Provinienz, Abbautiefe und z.T. Korngröße. Aussagekräftige Daten sind u.E. nur für die Elemente Blei (Pb) und Cadmium (Cd) zu erhalten, wobei aber auch hier z.T. starke Schwankungen auftreten: Inventare von Blei werden mit 11-270 ppm angegeben, für Cadmium dagegen 0,1-10 ppm <KAMM/RÖHM 1984>.

Neben der Inventarfrage bestimmt auch das Verhalten der Schwermetalle nach dem Verlassen der Feuerung in erheblichem Maß die Frage der Emission, da Niederschläge in Kesseln, Abgasrohren und Kamin vorkommen.

Vorliegende Untersuchungen aus der BRD kommen zu folgenden Ergebnissen:

Tabelle B-1/12 Schwermetallemissionen von Steinkohlebriketts

Schwermetall	**E-Faktor [kg/TJinput]**	**Quelle**
Blei (Pb)	0,300	BF 1987

	1,900	KFA 1982
	0,075	LIS 1980
Cadmium (Cd)	0,001	BF 1987
	0,050	KFA 1982
	0,005	LIS 1980

Wegen der starken Schwankungen ist es u.E. nicht sinnvoll, Schwermetalle in einen allgemeinen quantitativen Vergleich von Emissionen verschiedener Energiesysteme einzubeziehen, daher werden hier keine Standard-Datensätze abgeleitet. Dennoch kann die Größenordnung der möglichen Schwermetall-Freisetzungen aus Kohlefeuerungen denen aus anderen Anlagen gegenübergestellt werden:

die vorliegenden Daten lassen die qualitative Aussage zu, daß Kohleheizungen im Vergleich zu anderen Feuerungen erhebliche Schwermetall-Emissionen abgeben.

Zusammenfassung zu Steinkohlebrikett-Feuerungen

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick zu den Emissionsfaktoren, die bei Steinkohlebriketts für die GEMIS-Datensätze abgeleitet wurden.

Tabelle 13 GEMIS-Emissionswerte für Steinkohlen-Heizungen

Leistung		EDS STANDARD			EDS BEST		
Anlage [kW]		SO_2	NO_x	Staub	SO_2	NO_x	Staub
Heizung	5-1.000	500	50	55	500	50	55
Heizwerk*)	> 1.000	500	150	20	70	150	10

(in [kg/TJ], bezogen auf Brennstoff-Heizwert)

Anmerkungen:

*) = im EDS BEST mit Naßwäsche zur Entschwefelung

Braunkohlebefeuerte Anlagen

Braunkohle wird in den privaten Haushalten und im Kleinverbrauch praktisch ausschließlich als Brikett in der Größenordnung von 2 Mio t/a zur Wärmebereitstellung eingesetzt <BF 1987>.

Die Briketts werden in UDB-Anlagen und Durchbrand-Öfen verwendet sowie bei größeren Anlagen in Rostfeuerungen. Wirbelschichtanlagen für Braunkohle-Staub werden bislang nur in großen Einheiten (über 50 MWth) betrieben, obwohl grundsätzlich diese Feuerungstechnik gerade für Braunkohlen gut geeignet ist. Die nachfolgenden Tabellen zeigen die Grenzwerte bzw. die daraus abgeleiteten Emissionsfaktoren, die nach den heutigen gesetzlichen Regelungen für Braunkohlenbrikett-befeuerte Heizanlagen gelten.

Tabelle 14 Emissionsgrenzwerte für Braunkohlenbriketts

Quelle	Leistung	Staub	CO	CnHm	NOx	SO2	Bezugs-O2	
	[kW]	------[mg/m3]------					[Vol.%]	
1.BImSchV	> 15	150	-	-	-*)	-#)	8	
1.BImSchV	> 150	150	-	-	-*)	-#)	8	
TA-Luft	> 1.000		150	500	100	400*)	2.000*)	7
TA-Luft	> 5.000		50	250	100	400*)	2.000*)	7

Anmerkungen:

*) = weitere Reduktion nach Stand der Technik gefordert

#) = Begrenzung auf maximal 1 Gew.% Schwefel bei Hu=29,3 MJ/kg

Tabelle 15 Emissionsfaktoren für Braunkohlenbriketts

Quelle	Leistung	Staub	CO	C_nH_m	NO_x	SO_2	
	[kW]	------[kg/TJinput]------					
1.BImSchV	> 15	61	-	-	-*	-#	
1.BImSchV	> 150	61	-	-	-*	-#	
TA-Luft	> 1.000		57	190	38	151*	760*
TA-Luft	> 5.000		19	95	38	151*	760*

Anmerkungen:

* = weitere Reduktion nach Stand der Technik gefordert

\# = Begrenzung auf maximal 1 Gew.% Schwefel bei Hu=29,3 MJ/kg

Schwefeldioxid

Die in Heizanlagen eingesetzten Braunkohlen enthalten rd. 0,35 Gew.% S (i.roh) bei Heizwerten von rd. 22 MJ/kg (rheinische Briketts) und bis zu 2 Gew.% S bei Heizwerten um 25 MJ/kg (DDR-Kohlen). Damit ergeben sich maximale SO_2-Emissionen von 320 kg/TJ (rheinische Briketts) und rd. 1600 kg/TJ (DDR). Das Schwefelinventar im Brennstoff wird wie bei Steinkohlen nicht vollständig emittiert, da die Kohlen basische Substanzen enthalten. Der Ascheeinbindungsgrad liegt bei 20-65 % und damit deutlich höher als bei Steinkohlen.

Das Umweltbundesamt gibt für Braunkohlen im Sektor Haushalte einen SO_2-Emissionsfaktor von 100 kg/TJ an und für Leipziger Kohlen sowie polnische Hartbraunkohlen 1500 kg/TJ <UBA 1989>. FICHTNER gibt für rheinische Braunkohlen Werte von 220-250 kg/TJ, Messungen der Bergbauforschung an handelsüblichen Kohle-Heizungen ergaben SO_2-Werte von 50-100 kg/TJ für rheinische Briketts. Dabei war wie bei Steinkohlen eine Abhängigkeit der SO_2-Emissionen von der Auslastung der Anlagen zu beobachten: im Nennlastbereich emittierten die Anlagen deutlich mehr SO_2 als bei Teillast. Bei diesen Werten ist zu beachten, daß die Schwefel-Inventare der eingesetzten Braunkohlen-Briketts bei 0,2 Gew.% lagen. Bei Heizwerten von rd. 22 MJ/kg ergäben sich hier - ohne Ascheeinbindung - maximale SO_2-Werte von rd. 180 kg/TJ.

Wir gehen in den EDS STANDARD und BEST vom Schwefelgehalt rheinischer Braunkohle-Briketts[10] von 0,35 Gew.%, einem Heizwert von rd. 22 MJ/kg sowie einer Asche-Einbindung von 65 % aus, woraus sich ein Emissionsfaktor für SO_2 von 110 kg/TJ ergibt, was mit den UBA-Daten gut übereinstimmt.

10 Nordhessische Braunkohle darf wegen der hohen Schwefelgehalte nicht im Geltungsbereich der Kleinfeuerungsanlagen-Verordnung eingesetzt werden, für polnische und tscheschische Braunkohlen liegen keine nachvollziehbaren Brennstoff-Analysen vor. In GEMIS werden daher die Daten für rheinische Braunkohle verwendet.

Bei größeren Anlagen für Blockheizungen (Nahwärme mit Kohle-Heizwerken) oder großen Wärmeabnehmern (Kasernen etc.) kann Braunkohle auch in WSF-Anlagen oder Rostfeuerungen mit Trocken-Additiv-Verfahren (TAV) zur Anwendung. Beide Systeme führen der Feuerung basische Additive trocken zu (CaO oder $Ca(OH)_2$). Diese Systeme können SO_2-Minderungen um 85 % (bezogen auf Brennstoff-Schwefel) erreichen, wobei von einer mittleren Reduktion von 80 % auszugehen ist. Im EDS BEST wird der Einsatz solcher Systeme für die größeren Heizanlagen (über 1.000 kWth) angenommen, damit ergeben sich bei der Verwendung von rheinischen Braunkohlen SO2-Emissionen von rd. 64 kg/TJ.

Stickoxide

Die NO_x-Emissionen von braunkohlegefeuerten Anlagen liegen höher als die von steinkohlegefeuerten Heizsystemen. Das UBA gibt für den Sektor Haushalte einen Emissionsfaktor von 100 kg/TJ an <UBA 1980>, FICHTNER rechnet mit Werten zwischen 44 und 80 kg/TJ <FICHTNER 1986>. Aufgrund der Messungen der Bergbau-Forschung und des Engler-Bunte-Instituts ist u.E. für gut eingestellte Neuanlagen davon auszugehen, daß für rheinische Briketts NOx-Werte von 75 kg/TJ auftreten. Beim Einsatz von Rostfeuerungen/WSF sind wie bei Steinkohle Werte von 150 (STANDARD) bzw. 100 kg/TJ (BEST) zu erwarten.

Halogene

Die in Braunkohlen enthaltenen Halogene (Chlor und Fluor) wurden von der Bergbauforschung ermittelt <BF 1987>, wobei Gehalte von 0,04 Cl und 0,002 Gew.% F für rheinische Briketts gefunden wurden. Nach den Messungen der BF ist u.E. für Chlor von einer Inventarfreisetzung um 10 % auszugehen und bei Fluor um 50 %.

Bei Cl-Inventaren von 0,04 Gew.% und F-Gehalten von 0,002 Gew.% ergeben sich für Braunkohlen mit einem Heizwert von 22 MJ/kg als Emissionsfaktoren von 2 kg/TJ (HCl) und 0,5 kg/TJ (HF).

Für Anlagen, die mit Wirbelschichtfeuerungen betrieben werden, sind ebenfalls Chlor-Einbindungen um 90 % (stationäre WSF, Ca/S-Molverhältnis um 2,5) zu erwarten, für HF lassen solche WSF-Anlagen Einbindungen um 80 % zu, sodaß die Emissionen um 0,2 kg/TJ liegen. Rostfeuerungen mit Trocken-Additiv-Verfahren (Blockheizungen) scheiden sowohl HCl wie auch HF im Bereich von 90 % ab, sodaß Werte von 0,2 kg/TJ (HCl und HF) als Regelfall angesetzt werden können.

Staub

Die Staubemissionen von braunkohlegefeuerten Anlagen werden durch die Novelle der 1.BImSchV auf Werte von 62 kg/TJ begrenzt. Die Messungen an bestehenden Anlagen zeigen, daß erheblich höhere Staubemissionen auftreten können.

Obwohl uns bislang keine Meßwerte vorliegen, gehen wir davon aus, daß durch Multizyklone oder verbesserte Feuerungssysteme sich die geforderten Grenzwerte einhalten lassen und beim Betrieb ein Sicherheitsabstand von rd. 10 % zum Grenzwert auftritt[11]. In den EDS STANDARD und BEST ergibt sich somit bei kleineren Heizanlagen ein Staub-Emissionsfaktor von 55 kg/TJ.

---

[11] Dies entspricht den Annahmen bei Steinkohle, vgl. oben.

Bei WSF-Anlagen oder Rostfeuerungen für größere Blockheizungen (über 1.000 kWth) sind durch nachgeschaltete Filter wie bei Steinkohle-Feuerungen Staubwerte zwischen 10 (BEST) und 20 kg/TJ (STANDARD) anzusetzen.

*CO und Kohlenwasserstoffe (**CnHm** + PAH)*

Die Werte für CO sowie die wenigen vorliegenden Meßwerte für C_nH_m unterliegen wie bei Steinkohle-Anlagen starken Schwankungen, die von der Betriebsweise der Feuerung (Luftüberschuß, Auslastung) geprägt werden.

Die oben ausgewiesenen Werte für CO und C_nH_m sind Mittelwerte aus verschiedenen Betriebspunkten und können nur als Größenordnung des Bereichs möglicher Emissionen gewertet werden. Als CO-Emissionen kleinerer Feuerungen gelten Werte von 1.000-10.000 kg/TJ, für C_nH_m Werte von 50-1.500 kg/TJ.

Die PAH-Summenwerte erreichen Größenordnungen von einigen 10 kg/TJ bei kleinen Kohlefeuerungen, für Benzo-a-Pyren (BaP) wurden Werte von 3-100 g/TJ) gefunden (<BF 1987>, <FICHTNER 1986>).

Die vorliegenden Daten lassen die qualitative Aussage zu, daß auch Braunkohleheizungen im Vergleich zu anderen fossil betriebenen Feuerungen erhebliche CnHm- und PAH-Emissionen abgeben, die wegen der geringen Kaminhöhen und der in der Heizungszeit ungünstigen Ausbreitungsbedingungen gesundheitlich problematisch sein können.

Schwermetalle

Braunkohle enthält zwischen 0,8 und 6 ppm Blei sowie 0,1 - 2,4 ppm Cadmium, wobei die Gehalte ähnlich stark schwanken wie bei Steinkohlen <BF 1987>. Die vorliegenden Untersuchungen für Steinkohlen aus der BRD kommen zu den folgenden Ergebnissen:

Tabelle B-1/16 Schwermetallemissionen von Braunkohlebriketts

Schwermetall	**E-Faktor [kg/TJinput]**	**Quelle**
Blei (Pb)	0,100	BF 1987
	0,070	KFA 1982
	0,012	LIS 1980
Cadmium (Cd)	0,001	BF 1987
	0,001	KFA 1982
	0,002	LIS 1980

Wie schon diskutiert, werden im GEMIS-Projekt keine Schwermetall-Datensätze erstellt, sondern nur vergleichende Aussagen abgeleitet. Die Untersuchungen lassen die qualitative Aussage zu, daß Braunkohle gegenüber anderen fossilen Festbrennstoffen vergleichsweise schwermetallarm ist.

Zusammenfassung zu Braunkohlebrikett-Feuerungen

Die nachfolgende Tabelle gibt nochmals einen Überblick zu den Emissionsfaktoren, die für rheinische Braunkohlenbriketts als GEMIS-Datensätze abgeleitet wurden.

Tabelle 16 GEMIS-Emissionswerte für Braunkohlebriketts

Typ/	Leistung	EDS STANDARD			EDS BEST		
Anlage	[kW]	SO2	NOx	Staub	SO2	NOx	Staub
Heizung	10-1.000	110	75	55	110	75	55
Heizwerk*	> 1.000	110	150	20	64	100	10

(in [kg/TJ], bezogen auf Brennstoff-Heizwert)

Anmerkungen:

* = im EDS BEST mit Naßwäsche zur Entschwefelung

Koksbefeuerte Anlagen

Die oben diskutierten Werte für Steinkohlen können auch für Steinkohlenkoks verwendet werden, wobei bislang geringere Staubwerte auftraten, durch die 1.BImSchV die Unterschiede allerdings nivelliert werden. Da uns keine spezifische Daten zu Steinkohlekoks vorliegen, wurde dieser Brennstoff nicht in das GEMIS-Programm aufgenommen[12].

2.1.4 Emissionen von Heizsystemen für Holz und Stroh

Biogene Festbrennstoffe werden aufgrund der geringen Schwefelinventare und mäßiger NOx-Bildung weithin als umweltfreundlich angesehen, während der Betrieb von entsprechenden Feuerungen wegen der Geruchsbelästigung zu vielen Nachbarbeschwerden führt (<KAMM/RÖHM 1984>, <MARUTZKY 1986>).

Im folgenden werden nur neue Anlagen betrachtet, die aufgrund ihrer Konstruktion geeignet sind, die Vorteile der Brennstoffe zu nutzen, ohne zu Beeinträchtigungen der Nachbarschaft zu führen. Daher können aus den Daten keine Rückschlüsse auf bestehende - meist emissionsintensivere - Anlagen gezogen werden.

Holzverbrennung

Die Verbrennung von Holz läuft in mehreren Phasen ab, die durch die Brennstoffeigenschaften geprägt werden (<IFE 1988>, <IFU 1986>):

- Erwärmung und Verdampfung des Wassergehaltes
- Freisetzung der Flüchtigen (Entgasung, Pyrolyse)
- Verbrennung (Oxidation) der Pyrolysegase

[12] Sofern ein Programmnutzer über entsprechende Daten verfügt, können diese aber zur Definition eines GEMIS-Brennstoffes verwendet werden.

- Oxidation der festen Kohlenstoff-Substanz (Holzkohle)

Die Phasen können je nach Verbrennungstechnik auch nebeneinander ablaufen. Die erste Phase wird im wesentlichen durch den Feuchtegehalt (f in %) des Brennstoffs bestimmt. Feuchtes Holz hat i.d.R. ungünstigere Verbrennungseigenschaften, da die im Brennstoff enthaltene Wassermenge (u) bei der Verbrennung verdampft werden muß, wozu Energie aus der Verbrennungswärme ausgekoppelt wird. Damit sinkt der Heizwert (Hu), wobei für den quantitativen Zusammenhang in 1. Näherung die Formel

$$Hu = (18,8 - 2,5*u)/(1+u)$$

mit Hu in MJ/kg und u in kg/kg gilt <MARUTZKY 1986>. Durch den Energieaufwand zur Wasserverdampfung verringert sich die Flammentemperatur und damit die Verbrennungsgüte. Computergestützte Modellrechnungen aus der Schweiz zeigen, daß die theoretische Flammentemperatur (bei Lambda = 1) von absolut trockenem Holz bei rd. 2000 oC liegt, aber mit steigender Feuchte auf Werte von 1800 oC (f = 20 %) bis unter 1300 oC (f= 80 %) sinkt <IFE 1988>.

Wird auch der Luftüberschuß realer Feuerungen berücksichtigt, so sinken die berechneten Verbrennungstemperaturen bei Lambda = 2,5 von 1000 oC für absolut trockenes Holz auf 850 oC für f = 40 % und unter 750 oC für f > 80 %, da zusätzlich zur Wasserverdampfung mehr Verbrennungsluft mit aufgeheizt werden muß.

Da Holz in waldfrischem Zustand (nach Einschlag) Feuchten von 60 - 120 % aufweist, ist es ohne weitere Trocknung nur in Ausnahmefällen emissionsarm zu verbrennen.

Holz mit einer Feuchte unter 30 % - also einem Wassergehalt unter 0,23 kg/kg - wird als lufttrocken bezeichnet und darf nur unter dieser Einschränkung in Kleinfeuerungsanlagen (Wärmeleistung unter 1 MWth) verbrannt werden. Zur Verwendung muß Holz somit getrocknet werden, wozu mehrere Verfahren zur Verfügung stehen (<IFE 1988>, <IFU 1986>, <KTBL 1983>).

Die zweite emissionsbedeutsame Eigenschaft von Holz ist der gegenüber fossilen Festbrennstoffen hohe Gehalt an Flüchtigen. Bei der Verbrennung werden diese in einer Pyrolyse-Phase, der sogenannten Entgasung, freigesetzt, wobei sich die eigentliche Verbrennung (Oxidation) des gebildeten Gases als zweite Phase anschließt. Danach wird der feste Anteil der Holzmasse (Holzkohle), der bei nur 15-20 % der gesamten Holzmasse liegt, verbrannt.

Für eine emissionsarme Verbrennung sind die Feuerungen so zu konzipieren, daß sie dem o.g. Verbrennungsverhalten genügen, d.h. mindestens eine Aufteilung in Primär- und Sekundärverbrennung.

Bei der Entgasungsphase ist nur wenig Luft (Sauerstoff) erforderlich, während die Verbrennung der gebildeten Pyrolysegase mit Sekundärluft nur dann vollständig verläuft, wenn die zugeführte Luft sich mit dem Brenngas gut vermischt (Vorwärmung, Turbulenz) und die relativ langen Flammen nicht durch Wärmetauscher gekühlt werden.

Die Konstruktion von Holzfeuerungen muß demnach auch eine Trennung des Feuerraums bzw. der Nachbrennkammer von der Wärmeauskopplung (Kessel, Heizflächen) erlauben.

Die dritte bedeutsame Größe für die Holzverbrennung ist die Stückigkeit. Da Holz eine relativ geringe Wärmeleitfähigkeit besitzt, verläuft die Erwärmung des Holzes bei großen Stücken (Scheite) inhomogen: während die äußeren Bereiche des Scheitholzes schon entgasen, wird aus dem inneren Bereich noch Wasserdampf freigesetzt. Dies führt zur Bildung von Zonen geringer Temperatur oder Luftmangel, die die Verbrennungsgüte nachteilig beeinflussen. Je kleiner die zu verbrennenden Holzstücke sind, umso größer ist das Oberflächen/Volumen-Verhältnis und damit die Homogenität der ersten beiden Verbrennungsphasen.

Für stückiges Holz in lufttrockenem Zustand kann ein emissionsarmer Betrieb nur dann erreicht werden, wenn der Nutzer die speziellen Verbrennungseigenschaften durch aktives Handeln berücksichtigt: bei richtiger Befüllung und Einstellung von Stückholzkesseln sind dann geringe Staub-, CO- und CnHm-Werte erreichbar, wenn Holz in kleinen Mengen zugegeben und die Luftzufuhr nach dem Verbrennungsablauf geregelt wird (<IFE 1988>, <RAWE/ELTING/KASS 1986>). Dies ist aber sehr zeitaufwendig und u.E. nur in Ausnahmefällen zu erwarten. Bei diskontinuierlicher Beschickung ist daher generell kein schadstoffarmer Betrieb möglich (<SCHULZE-LAMMERS/HELLWIG 1986>, <BRENNDÖRFER 1986>).

Für offene Kamine wurden hohe - vor allem organische - Emissionen gemessen (<KAMM 1983>, <SNV 1980>), zudem ist die Energieausnutzung gering <IFE 1988>. Die 1.BImSchV erlaubt den Betrieb offener Kamine nur noch "gelegentlich".

Als Verbrennungstechnik für kleinere Anlagen kommt somit wegen der Emissionsproblematik z.Zt. vor allem die Holzhackschnitzelfeuerung in Frage, die als Stoker- oder Vorofensystem realisiert werden kann (vgl. <WKI 1985>). Diese Feuerungstechnik unterteilt die Verbrennung in eine Entgasungsphase und eine Nachverbrennung, führt nur jeweils geringe Mengen der Verbrennung zu (kontinuierliche Beschickung) und erlaubt so gegenüber herkömmlichen Stückholzkesseln einen schadstoffarmen Betrieb <MARUTZKY 1986>.

Bei größeren Leistungen ist neben Rostfeuerungen auch die Wirbelschichtfeuerung (WSF) geeignet, geringe Emissionen und hohe Wirkungsgrade zu erreichen (<VJIL ET AL 1985>, <ZYLKOWSKI/EHRLICH 1983>), mittlerweile gibt es die WSF in den USA und Kanada auch für kleine Feuerungen (unter 100 kW, vgl. <RTI 1984>, <TRIVETT ET AL 1982>). Für die WSF muß der Brennstoff als Pellet oder Hackschnitzel zugeführt werden. Daher ist für die emissionsarme Holzverbrennung in Stoker- oder Voröfen sowie für den Einsatz in WSF die Bereitstellung von Holz-Hackschnitzel (HHS) erforderlich.

Die Verarbeitung von Restholz zu HHS ist inzwischen auch in der BRD eingeführt (<CMA 1982>, <KTBL 1983>), es existieren Nutzergemeinschaften, die gemeinsam einen Hacker betreiben <KTBL 1985>. Weiterhin werden HHS auch kommerziell von Unternehmen als Brennstoff angeboten, allerdings werden diese aus Schwachholz-Sortimenten gewonnen und nicht aus Restholz.

Die folgende Tabelle zeigt einen Überblick zu den gegenwärtig gesetzlich vorgeschriebenen Schadstoffbegrenzungen für Holzfeuerungen und eine Umrechnung auf brennstoffbezogene Emissionsfaktoren[13]. Die Werte sollen eine Orientierung für die nachfolgende Diskussion der GEMIS-Emissionsdatensätze bieten.

---

[13] Wegen der feuchtebedingten Heizwertunterschiede von Stückholz und Holz-Hackschnitzeln/Pellets liegen die Emissionen bei lufttrockenem Stückholz ca. 3 % höher als in der Tabelle für Hackschnitzel/Pellets gennannt. Das GEMIS-Programm korrigiert solche brennstoffbedingten Differenzen eigenständig (vgl. Kapitel B-5).

Tabelle 17 Emissionsgrenzwerte für Holzfeuerungen (bei Brennstoff Holz-Hackschnitzel/Pellet)

Quelle	Leistung	Staub	CO	C_nH_m	NO_x	Bezugs-O_2	
	[kW]	-------[mg/m3]------					[Vol.%]
1.BImSchV	> 15	150	3.000	-	-	13	
1.BImSchV	> 50	150	2.000	-	-	13	
1.BImSchV	> 150	150	1.000	-	-	13	
1.BImSchV	> 500	150	500	-	-	13	
TA-Luft	> 1.000		150	500	50	500	11
TA-Luft	> 5.000		50	250	50	500	11

Tabelle 18 Emissionsfaktoren für Holzfeuerungen (bei Brennstoff Holz-Hackschnitzel/Pellet)

Quelle	Leistung	Staub	CO	C_nH_m	NO_x	
	[kW]	-------[kg/TJinput]--------				
1.BImSchV	> 15	101	2016	-	-	
1.BImSchV	> 50	101	1344	-	-	
1.BImSchV	> 150	101	672	-	-	
1.BImSchV	> 500	101	336	-	-	
TA-Luft	> 1.000		81	269	27	269
TA-Luft	> 5.000		27	135	27	269

Die nachfolgende Tabelle zeigt Beispiele für Emissionen verschiedener Holzfeuerungen, die im Rahmen unserer Auswertung herangezogen wurden.

Tabelle 19 Emissionen holzbefeuerter Anlagen

Land/Typ	Leistung	Staub	CO	C_nH_m	NO_x	Quelle
	[kW]	kg/TJinput				
BRD						
Unterschub mit Gewebefilter	1100	13	95	-	-	UBA 1985
HHS, Vorofen	80	14	-	-	-	LK-SLH 1987
HHS, Vorofen	48	15	1230	-	61	GHE 1986
HHS, Vorofen	275	16	-	-	-	LK-SLH 1987
HHS, Vorofen	24	20	359	-	107	GHE 1986
HHS, Vorofen	46	22	256	-	109	GHE 1986
HHS, Vorofen	25	26	111	2	87	WKI 1985
HHS, Vorofen	93	30	769	-	-	KRAUS 1985
HHS, Vorofen	28	37	1583	108	133	WKI 1985
Ofen, ob.Abbr.	20	44	1546	23	35	VDI 1984
HHS, Vorofen	175	63	-	-	-	LK-SLH 1987
Ofen, unt.Abbr.	20	89	1827	47	42	VDI 1984
Ofen+Katalysator	46	-	3420	860	73	WKI 1984c
SCHWEIZ						
Kamin, offen	15	8	2479	590	99	IFE 1988
unterer Abbrand	30	13	725	23	91	IFE 1988
Vorofen	250	52	545	5	125	IFE 1988
FINNLAND						
HHS, Vorofen	1500	19	-	-	-	VESTER. 1985
HHS, Multizyklon	2000	23	-	-	-	VESTER. 1985
Stoker, Pellets	20	37	-	-	-	VESTER. 1985
SCHWEDEN						
HHS, Vorofen	35	42	1025	-	202	SNV 1980
HHS in WSF	1600	-	157	-	74	VIJIL 1985
ÖSTERREICH						
HHS, Stoker	30	39	2819	-	-	WÖRG. 1985
HHS, Vorofen	60	55	1333	-	-	WÖRG. 1985
USA						
WSF + Gewebefilter	9	2	1812	72	53	RTI 1984
WSF + Filter	50000	39	3075	-	151	ZUL. 1983
Öfen+ Katalalysator	10	235	3971	-	-	OMNI 1986a

Schwefeldioxid

Die SO_2-Emissionen holzgefeuerter Systeme werden durch das Schwefelinventar im Brennstoff bestimmt. Der Schwefelgehalt liegt im Bereich unter 0,05 Gew.%. Frisch geschlagenes sowie unter Dach gelagertes Holz bzw. Holz-Hackschnitzel weisen noch geringere Schwefeinventare auf, während im Freien gelagertes Holz in den Bereich von 0,05 Gew.% kommen. Der Unterschied wird durch die Ablagerung von Schwefel bzw. Sulfat durch Niederschläge oder trockene Deposition erklärt <SCHRIEVER 1984>. Die SO_2-Emissionen betragen, ausgehend von einem Wert von 0,05 Gew.% und einem Heizwert von 17,5 MJ/kg (trockenes Holz), ohne Ascheeinbindung oder sonstige Rückhaltung rd. 57 kg/TJ Brennstoffwärme. Durch den relativ hohen Gehalt an basischen Substanzen im Holz wird ein Teil des SO_2 in die Asche eingebunden. Bei einer Einbindungsrate von 15 % ergibt sich als Emissionsfaktor ein Wert von rd. 49 kg/TJ. Dieser Wert wird für alle Emissionsdatensätze angesetzt[14].

Stickoxide

Holz weist geringe Stickstoffgehalte auf und verbrennt bei Temperaturen unter 1000 °C, womit kein thermisches NO entsteht <TILLMAN/ROSSI/KITTO 1981>. Sowohl bei herkömmlichen Feuerungssystemen (unterer Abbrand) wie auch bei teilvergasenden Heizsystemen (Voröfen) lassen sich durch geregelte und vorgewärmte Sekundärluftzugabe NO_x-Werte von 50 - 200 kg/TJ Brennstoffeinsatz erreichen (siehe Tabelle B-1/20 unten). Werden zur Verminderung organischer Emissionen Oxidationskatalysatoren eingesetzt, können die NO_x-Werte um 50 % ansteigen (<RADIAN 1986>, <WKI 1984b>. Da solche Katalysatorsysteme nur in Stückholz-Anlagen eingesetzt werden müssen und dort wegen der geringen Brennraumbelastungen NO_x-Werte um 50 kg/TJ vorliegen, bleibt auch bei Katalysatoreinsatz ein Wert von 100 kg/TJ einhaltbar. Für gute Stoker- und Pyrolysefeuerungen gelten NO_x- Werte um 100 kg/TJ (<GHE 1986>, <WKI 1985>), daher ist ein Wert von 100 kg/TJ für EDS STANDARD und BEST anzusetzen.

Halogene

Der Halogen-Gehalt von naturbelassenem Holz ist hinsichtlich Chlor mittlerweile untersucht <SCHRIEVER 1984>, für andere Halogene liegen keine Daten vor, sie können aber wegen der nur geringen Pflanzenaufnahme und Bodeninventare im Regelfall nur in Spuren auftreten.

Für Chlor ergaben Analysen Werte unter 30 ppm (< 0,003 Gew.%), woraus sich (ohne Asche-Einbindung) ein maximal möglicher Emissionsfaktor von rd. 2 kg/TJ ergibt. Chlor wird zudem in der basischen Asche eingebunden, sodaß die reale Freisetzung noch geringere Werte annehmen wird. Für übliches, naturbelassenes Holz kann der Halogengehalt u.E. vernachlässigt werden.

Dies gilt nicht für Hölzer, die mit halogenierten Kohlenwasserstoffen (Flamm-, Pilz-Schutzmittel etc) behandelt wurden. Da solche Hölzer aber nicht als Restholz im Sinne der GEMIS-Fragestellung angesehen werden können, sondern nach der 1.BImSchV nur in speziellen Anlagen eingesetzt werden dürfen, bleibt eine entsprechende Würdigung hier außer Acht.

---

[14] Geringfügige Korrekturen aufgrund von Feuchteunterschieden, die sich auf den Heizwert auswirken, werden vom GEMIS-Programm selbst durchgeführt (vgl. Kapitel B-5).

Staub

Anders als bei Strohfeuerungen (vgl. unten) treten bei holzbefeuerten Anlagen wegen des geringen Aschegehalte von unter 0,5 Gew.% nur Rohgasstaubgehalte unter 1000 mg/m^3 (bei 11 % O_2) auf.

Im EDS STANDARD wird angenommen, daß die Heizanlagen so ausgelegt und betrieben werden, daß möglichst geringe Staubemissionen auftreten, d.h. richtige Zuluftregelung und geregelte Brennstoffzufuhr bzw. Pufferspeicher <OMNI 1986b>.

Damit können - auch ohne Entstaubungstechnik - Reingaswerte unter 100 mg/m3 eingehalten werden (<IFE 1988>, <IVD 1988>), bei Stückholzfeuerungen allerdings nur mit erheblichem Benutzeraufwand.

Durch Katalysatoren kann bei diesen Anlagen auch der Staubauswurf begrenzt werden, wie amerikanische Erfahrungen zeigen (<DEQ 1985>, <BPA 1988a-d>), hierfür sind jedoch hohe Kosten für den Katalysator aufzubringen. Daher gehen wir davon aus, daß in der Regel Hack-schnitzel- oder Pelletfeuerungen zum Einsatz kommen. Hier können, ebenfalls ohne Entstauber, Staubwerte zwischen 50 und 100 mg/m3 erzielt werden, wie Tabelle B-1/20 zeigt. Daher gehen wir im EDS STANDARD von einem mittleren Staub-Wert von 75 mg/m3 aus, entsprechend einem Emissionsfaktor von 50 kg/TJ.

Bei größeren Anlagen (Heizwerken) wird der Einsatz eines Gewebefilters angenommen, mit dem Reingaswerte um 20 mg/m3 sicher eingehalten werden. Damit ergibt sich für die größeren Anlagen ein Staub-Emissionsfaktor von 11 kg/TJ.

Im EDS BEST dagegen werden Voröfen mit Zyklonentstaubung unterstellt, die Staub-Reingaswerte von 40-50 mg/m3 einhalten (vgl. Tabelle B-1/20), ohne Staubabscheider würden die Werte um 100 mg/m3 liegen. Wir gehen für den EDS BEST von 50 mg/m3 aus.

Bei größeren Feuerungssystemen müssen Gewebe- oder Elektrofilter eingesetzt werden. Diese Abscheider können durch optimierte Filterauslegung Reingaswerte um 10 mg/m3 entsprechend rd. 6 kg/TJ erreichen. Bei kleineren Anlagen mit Stoker- oder Pyrolysefeuerung und einfachen Abscheidern (Zyklone) ist somit im EDS BEST von einem Staub-Emissionsfaktor von 34 kg/TJ auszugehen, bei größeren Feuerungen mit Gewebefilter dagegen von 5 kg/TJ.

*CO und Kohlenwasserstoffe (**CnHm** + PAH)*

Die Umweltprobleme bei der Verbrennung von Holz liegen nicht bei den "klassischen" Emissionen von SO2 oder NOx, sondern bei den aufgrund unvollständiger Verbrennung entstehenden organischen Verbindungen, die z.T. kanzerogene Wirkungen aufweisen (<COOPER 1980>, <IVD 1988>, <KOENIG ET AL 1988>).

Im Vergleich zu anderen Wärmebereitstellungssystemen können Holzheizsysteme erheblich höhere Emissionen an CnHm und PAH verursachen. Die letztgenannte Stoffgruppe wird bevorzugt an Feinstäuben adsorbiert und angereichert, die lange atmosphärische Verweildauern zeigen und zudem direkt lungengängig sind. Holzfeuerungen emittieren Stäube mit Größenklassenmaxima unter 1 /um <IFE 1988>, sodaß deren Abscheidung besonders wichtig ist <KOENIG ET AL 1988>.

Das Entstehen der CnHm und PAH bei unvollständigen Verbrennungsabläufen ist mittlerweile gut untersucht. Entscheidende Parameter zur Minimierung dieser Stoffe sind Brennstoffeuchte und -zufuhr, Luftzufuhr, Verbrennungstemperatur-Verweilzeit-Geschichte sowie die Feuerraumbelastung. Die Emissionen an CO stellen hierbei einen Indikator für das Auftreten (nicht aber die Zusammensetzung) der Kohlenwasserstoffe dar.

Bei der Verwendung von Holz als Brennstoff in kleinen Feuerungsanlagen kommen beim heutigen Stand der Technik nur solche Konzepte in Frage, die eine Kontrolle und Optimierung dieser Parameter zulassen.

Die vorliegenden Untersuchungen weisen als günstigstes System im Größenbereich unter 0,1 MWth teilvergasende Feuerungen - sog. Voröfen - sowie Stokersysteme aus, die mit lufttrockenen Holzhackschnitzeln oder Pellets betrieben werden. Hierbei können sowohl kontinuierliche Beschickung wie auch günstiger Brennstoffaufschluß so realisiert werden, daß die Entstehung von PAH reduziert wird (vgl. <OMNI 1986a>, <SNV 1980>, <WKI 1985>, <WÖRGETTER 1985>).

Im Größenbereich über 0,1 MWth sind neben teilvergasenden Feuerungen auch Rostfeuerungen in Betrieb. Hier können bei guter Auslegung z.T. sehr hohe Verbrennungstemperaturen erreicht werden, was zur Verminderung der CnHm/PAH-Emissionen beiträgt <RTI 1984>. Die Wirbelschichtfeuerung als Verbrennungstechnologie für Hackschnitzel zeigt in einigen Anlagen ebenfalls sehr geringe Emissionen von organischen Stoffen.

Neuere Untersuchungen belegen aber, daß auch gut ausgelegte Feuerungssysteme im realen Betrieb durch ungünstige Brennstoffzufuhr, schlechte Wartung, falsche Einstellung usw. erhebliche Mengen an PAH emittieren können <TÜV 1985c>. Im Zuge der Hintergrundkontamination auch von unbehandeltem Restholz (z.B. ubiquitäre PCB- und PCP-Belastung im ppb-Bereich) können moderne Verbrennungsverfahren zwar erhebliche Schadstoffreduzierungen bringen, vermögen aber insbesondere die PAH-Entstehung nicht gänzlich zu verhindern. Daher sind holzbefeuerte Systeme auch hinsichtlich der Feinstaubabscheidung zu optimieren, um die Freisetzung von daran angelagerten Kohlenwasserstoffen zu verringern. Hierbei kommt bei größeren Anlagen dem Gewebefilter besondere Bedeutung zu, da eine Adsorption von PAH am holzkohlehaltigen Filterkuchen stattfindet <RTI 1984>.

Eine Alternative zum Einsatz von Holzhackschnitzelheizungen, die im unteren Leistungsbereich mit erheblichem Kostenaufwand verbunden sind, können Stückholzkessel in Kombination mit Oxidationskatalysatoren sein. Hier wird das unvollständig ausgebrannte Abgas durch einen keramischen oder metallischen Katalysator geleitet, der unverbrannte Kohlenwasserstoffe und CO zu CO2 und Wasser oxidiert.

Verschiedene Untersuchungen an Oxidationskatalysatoren im heißen Abgaskanal von Holzfeuerungen konnten deutliche Senkungen der Formaldehyd-, Phenol- und CO-Emissionen nachweisen, auch die leichten PAH-Fraktionen wurden z.T. vermindert. Neben der direkten Schadstoffreduzierung wirken Katalysatoren auch indirekt emissionsmindernd, da sie die Verbrennungswirkungsgrade deutlich verbessern und so den Brennstoffeinsatz senken.

Solche Systeme werden in den USA verstärkt gefordert <DEQ 1985> und realisiert <OMNI 1986a>, um die CO- und CnHm-Emissionen zu senken. Betriebserfahrungen belegen, daß die Anlagen geringe Emissionen ausweisen, solange sie richtig bedient werden (<EPA 1987>, <RADIAN 1986>, <BPA 1988a-d>).

Durch Verschmutzung des Katalysators mit Ablagerungen bei instationärem Betrieb sowie bei Überhitzung oder Materialermüdung kann die Wirksamkeit des Katalysators stark verringert werden. Gemessene Konversionsraten von 50 -70 % für CO und CnHm sind für bis zu 6.000 Betriebsstunden möglich - diese Standzeiten können aber nur erreicht werden, wenn der Katalysator entweder (elektrisch) vorgeheizt oder im bypass solange umfahren wird, bis die Betriebstemperatur hoch genug ist, um Wirkungsgradeinbußen durch Ablagerungen zu verhindern.

Moderne Holzfeuerungen (Stoker- und Vorofen- sowie Unterbrand-Feuerungen mit Katalysator) können CO-Emissionsfaktoren zwischen 100 und 1000 kg/TJ erreichen und liegen damit im Bereich der mit fossilen Festbrennstoffen befeuerten Heizanlagen. Die C_nH_m-Emissionen können Werte von 50 - 250 kg/TJ annehmen und sind damit ebenfalls mit denen fossiler Festbrennstoffe vergleichbar.

Qualitativ ist Holz somit hinsichtlich organischer Schadstoffe ähnlich einzuordnen wie die fossilen Festbrennstoffe, die Werte liegen 2- 10-fach höher als bei gas- oder ölbefeuerten Heizanlagen. Bei größeren Feuerungen (Heizwerke) sind bei günstigen Rahmenbedingungen organische Emissionen im Bereich von Gas- und Ölfeuerungen erreichbar, wenn modernste Verbrennungstechnik zum Einsatz kommt.

Schwermetalle

Über die im Holz enthaltenen Schwermetalle liegen uns keine Daten vor, die ausgewerteten Untersuchungen geben hierzu ebenfalls keine Hinweise. Da auch in den Aschen aus der Holzverbrennung keine erhöhten Schwermetallmengen gefunden wurden, kann u.E. Holz als schwermetallarmer Brennstoff angesehen werden, kontaminierte Standorte und mit Additiven behandelte Hölzer ausgenommen.

Zusammenfassung zu Emissionen von Holzfeuerungen

Folgende Tabelle zeigt die Emissionsfaktoren, die für GEMIS abgeleitet wurden.

Tabelle 20 GEMIS-Emissionswerte für Holzfeuerungen

Typ/	Leistung	EDS STANDARD			EDS BEST		
Anlage	[kW]	SO2	NOx	Staub	SO2	NOx	Staub
Heizung[1]	15-1.000	49	100	50	49	100	34
Heizwerk[2]	> 1.000	49	100	11	49	100	5

(in [kg/TJ], bezogen auf Brennstoff-Heizwert)

Anmerkungen:

1 = Brennstoff Holz-Hackschnitzel oder Scheitholz mit Katalysator

2 = mit Entstaubung (Gewebefilter)

Strohverbrennung

Mit dem Einsatz von Stroh Heizanlagen sind prinzipiell die gleichen Probleme verbunden wie bei der Holznutzung, wobei die Strohverbrennung mit herkömmlichen Techniken gegenüber Holz emissionsintensiver ist.

Alle Versuche, allein mit Feuerungstechnik die hohen Staub-, CO- und organischen Schadstoffabgaben zu vermindern, sind bisher - bei kleineren Anlagen - wenig erfolgreich. Auch Versuche mit verdichtetem Stroh (Pellets, Briketts oder Cobs) haben nur geringe Verbesserungen auf der Emissionsseite gebracht, wenn diese Brennstoffe in herkömmlichen Feuerungen eingesetzt wurden (<KAMM 1983>, <KAMM/RÖHM 1984>, <LTW 1987>).

Wird dagegen brikettiertes Stroh in dafür ausgelegten Kesseln verbrannt, können durchaus geringe Schadstoffabgaben erreicht werden <BRENNDÖRFER 1985>.

Noch günstiger als die Brikettierung ist der Einsatz von Strohpellets oder gehäckseltem Stroh in Stoker- oder Vorofen-Feuerungen. Diese Anlagen zeigen relativ geringe CnHm- und Staubemissionen, wenn sie gut dimensioniert wurden (<ARENHA 1985>, <JOHANSSON 1987>). Bei schlechter Auslegung können aber auch solche Anlagen hohe Schadstoffwerte aufweisen <RAMDAHL/MÖLLER 1983>.

Brikettierstationen und Anlagen zum Pellettieren von Stroh sind in der BRD eingeführt, aber nicht verbreitet (<ARENHA 1985>, <BRENNDÖRFER 1984 + 85>, <KTBL 1984>), da die Kosten für die Brennstoff-Aufbereitung relativ hoch liegen <TUM 1987>. In Dänemark wird dagegen - bedingt durch höhere Wärmepreise - verstärkt auf die Verdichtung von Stroh zu Cobs/Pellets gesetzt und diese in Heizwerken mit Stoker- oder Pyrolyse-Feuerungen und nachgeschaltetem Gewebefilter verbrannt (<JOHANNSON 1987>, <KRAWINKEL 1987>).

Nah- und Fernwärme auf Strohbasis wird auch in Österreich demonstriert <ANÖ 1987>, in der BRD sind dagegen erste Versuche wegen unzulänglicher Entstaubung noch verbesserungsbedürftig <EGGERSLÜSS 1985+1986>. Die dänischen Erfahrungen werden aber in neueren Planungen aufgegriffen, wenn Strohcobs in Stoker-Feuerungen mit nachgeschaltetem Entstauber verbrannt werden sollen <ARENHA 1987>. Die hier diskutierten Emissionswerte beziehen sich daher auf Stoker- und Vorofensysteme für Cobs und Pellets sowie Strohheizwerke mit Entstauber.

Die folgenden Tabellen geben einen Überblick zu den gegenwärtig gesetzlich vorgeschriebenen Schadstoffbegrenzungen für Strohfeuerungen und eine Umrechnung auf brennstoffbezogene Emissionsfaktoren. Die Werte dienen zur Orientierung für die nachfolgende Diskussion der GEMIS-Emissionsdatensätze.

Tabelle 21 Emissionsgrenzwerte für Strohfeuerungen (Brennstoff Strohcobs)

Quelle	Leistung	Staub	CO	C_nH_m	NO_x	Bezugs-O_2	
	[kW]	-------[mg/m3]--------					[Vol.%]
1.BImSchV	> 15	150	3.000	-	-	13	
1.BImSchV	> 50	150	2.000	-	-	13	
1.BImSchV	> 150	150	1.000	-	-	13	
1.BImSchV	> 500	150	500	-	-	13	
TA-Luft	> 1.000		150	500	50	500	11
TA-Luft	> 5.000		50	250	50	500	11

Tabelle 22 Emissionsfaktoren für Strohfeuerungen

Quelle	Leistung	Staub	CO	C_nH_m	NO_x	
	[kW]	-------[kg/TJinput]--------				
1.BImSchV	> 15	101	2021	-	-	
1.BImSchV	> 50	101	1348	-	-	
1.BImSchV	> 150	101	674	-	-	
1.BImSchV	> 500	101	337	-	-	
TA-Luft	> 1.000		81	270	27	270
TA-Luft	> 5.000		27	135	27	270

Schwefeldioxid

Die SO2-Emissionen der strohgefeuerten Systeme werden durch die Brennstoffbasis bestimmt. Der Schwefelgehalt liegt im Bereich um 0,1 Gew.%. Die SO2-Emissionen betragen, ausgehend von einem Schwefelgehalt von 0,1 Gew.% und einem Heizwert von 14,4 MJ/kg, bei einer Ascheeinbindung von 15 % etwa 120 kg/TJ.

Stickoxide

Stroh weist wie Holz geringe Stickstoffgehalte auf und verbrennt bei gegenüber fossilen Brennstoffen niedrigen Temperaturen von unter 1000 oC. Bei Feuerungssystemen mit unterem Abbrand können durch geregelte Sekundärluftzugabe relativ geringe NOx-Werte von 50-150 kg/TJ Brennstoffeinsatz erreicht werden.

Werden zur Verminderung organischer Emissionen Oxidationskatalysatoren eingesetzt, so können die NOx-Werte wie bei der Holzverbrennung ansteigen. Wir gehen von deutschen und skandinavischen Messungen aus und rechnen für gut ausgelegte Anlagen (Heizwerke über 1.000 kWth) mit NOx-Emissionen von 200 mg/m3, d.h. einem NOx-Emissionsfaktor von 137 kg/TJ, der auch von kleineren Stoker- und Pyrolysefeuerungen für Cobs eingehalten werden kann. Wie beim Holz unterstellen wir diese NOx-Werte in beiden Emissionsdatensätzen.

Halogene

Die Halogeninventare von Stroh sind in der vorliegenden Literatur praktisch nicht behandelt. Uns ist allein eine dänische Untersuchung bekannt, nach der Stroh mit 0,1-0,4 Gew.% relativ hohe Gehalte an Chlor zeigt, die z.T. natürlich durch Salze, z.T. auch durch chlorhaltige Halmverkürzungsmittel bedingt sein können <PEDERSEN/NIELSEN 1987>. Die HCl-Emissionen betragen bei 0,1 Gew.% Chlor 65 kg/TJ (10 % Asche-Einbindung eingerechnet). Ob diese Werte in der BRD anders liegen, wird noch untersucht <KAMM 1988>.

Staub

Bei Strohfeuerungen können wegen des relativ hohen Aschegehalts von rd. 4 % Rohgasstaubbeladungen von ca. 5000 mg/m3 auftreten, zusätzlich können bis zu 2500 mg/m3 unverbrannter Kohlenstoff bzw. CnHm partikelförmig oder als Aerosol im Abgas vorhanden sein.

Im Heizungsbereich unter 0,1 MWth könnten Strohfeuerungen mit aufwendigen Maßnahmen (Gewebefilter) Reingaswerte unter 20 kg/TJ einhalten, herkömmliche Feuerungen alleine überschreiten diesen Wert deutlich, auch dann, wenn brikettierter Brennstoff eingesetzt wird (<KAMM 1983>, <KAMM/RÖHM 1984>).

Nur mit stark verdichtetem Brennstoff (Pellets/Cobs) in Stokerfeuerungen oder Voröfen sind relativ geringe Staubwerte erzielbar.

Hierzu liegen Messungen vor, die Staub-Werte unter 60 kg/TJ ergeben <ARENHA 1986>. Stoker-Feuerungen wiesen auch bei Messungen der Landtechnik Weihenstephan geringe Staubemissionen auf <STREHLER 1987>, Ähnliches wird aus Dänemark berichtet (<JOHANSSON 1987>, NFM 1984>).

Bei größeren Anlagen müssen Gewebefilter (vgl. die Diskussion zum Holz) eingesetzt werden, die Reingaswerte um 40 kg/TJ bei mittleren und 20 kg/TJ bei großen Anlagen erreichen <SFF 1985>.

Entsprechende Erfahrungen in Skandinavien und Österreich belegen, daß mit modernen Verbrennungsverfahren und nachgeschaltetem Gewebefilter bei größeren Anlagenleistungen (über 1.000 kWth) ein staubarmer Betrieb von Strohfeuerungen möglich ist (<ANÖ 1986>, <SEV/SNV 1987>, <SNV 1987>, <SSF 1985>).

Für größere Anlagen mit Entstauber (Heizwerke über 1.000 kWth) ist daher im EDS STANDARD von einem Staub-Emissionsfaktor von 20 kg/TJ sowie bei kleineren Stoker- und Pyrolysefeuerungen mit Einfach-Entstaubung von 100 kg/TJ.

Im EDS BEST wird bei kleineren Anlagen der Einsatz eines Multizyklons und verdichteten Brennstoffs (Strohcobs) unterstellt, womit 30 kg/TJ als Staubwert eingehalten werden können, bei Anlagen mit Gewebefilter wird der durch optimale Dimensionierung erzielbare Wert von 10 mg/m3 bzw. 6 kg/TJ angesetzt.

*CO und Kohlenwasserstoffe (**CnHm**)*

Die Ausführungen zur Problematik der organischen Emissionen bei der Holzverbrennung treffen wegen der ungünstigeren Verbrennungseigenschaften von Stroh - dem höheren Gehalt an Flüchtigen - in noch stärkerem Maße auch hier zu. Die höheren Ascheanteile und die ungünstigere Mineralzusammensetzung der Asche bedingen weiterhin Verschlackungsprobleme bei hohen Verbrennungstemperaturen und Verweildauern, da der Asche-Schmelzpunkt erniedrigt wird. Die faserige Substanz verbrennt ungleichmäßig, was zu Schwelzonen im Verbrennungsraum und damit zu hohen CnHm-Bildungsraten führt.

Um diese Brennstoffprobleme zu verringern, wurden mehrere Verfahren zur Kompaktierung und Vergleichmäßigung von Stroh (Brikettierung, Pelletierung, Häckseln) entwickelt und auf ihren Emissionseinfluß hin untersucht.

Die Ergebnisse zeigen zwar z.T. nennenswerte Schadstoffreduktionen bei den Staub- und CO-Werten, haben aber an der Problematik der hohen CnHm-Emissionen wenig geändert, wenn der Brennstoff in herkömmlichen Anlagen eingesetzt wird (<KAMM 1984>, <NMB 1985>, <TUM 1984>).

Allein Stoker- und Vorofen-Feuerungssysteme für Pellets/Cobs können wegen der regelbaren Brennstoffzugabe und der Nachverbrennung der Pyrolysegase dann zu geringen CO- und CnHm-Emissionen führen, wenn die Flammen nicht durch Wärmetauscher (Kessel) vor dem vollständigen Ausbrennen gekühlt werden. Solche modernen Feuerungen können CO-Emissionen zwischen 100 und 1000 kg/TJ erreichen und liegen damit im Bereich der mit fossilen Festbrennstoffen befeuerten Heizanlagen. Die CnHm-Emissionen können Werte von 50 - 250 kg/TJ annehmen und sind damit ebenfalls mit denen fossiler Festbrennstoffe vergleichbar.

Qualitativ ist Stroh somit hinsichtlich organischer Schadstoffe ähnlich einzuordnen wie die fossilen Festbrennstoffe, die Werte liegen 2- bis 10-fach höher als bei gas- oder ölbefeuerten Heizanlagen. Bei größeren Feuerungen sind organische Emissionen im Bereich von Gas- und Ölfeuerungen erreichbar, wenn modernste Verbrennungstechniken zum Einsatz kommen.

Anzumerken ist bei den - im GEMIS-Projekt nur qualitativ einzubeziehenden - organischen Emissionen, daß eine dänische Untersuchung zur Bildung von Dioxinen bei der Strohverbrennung vorliegt <NIELSEN/PEDERSEN 1987>. Danach sind bei ungünstigen Bedingungen, wie sie in Kleinanlagen oft anzutreffen sind (niedrige Verbrennungstemperatur, hohe CO-Emissionen), Emissionen von Dioxinen im Bereich von 1 ng/m3, (als 2,3,7,8-TCDD-Äquivalent nach Eadon) feststellbar.

In größeren, gut geregelten Anlagen mit höherer Verbrennungstemperatur (Heizwerke) wurden dagegen etwa 500-fach niedrigere Emissionen gefunden, wobei weder TCDD noch TCDF nachgewiesen werden konnte.

Bei diesen Daten ist zu beachten, daß die Verbrennungsbedingungen beim Abflammen von Überschußstroh auf offenem Feld noch ungünstiger sind als in den gemessenen dänischen Kleinfeuerungen, sodaß beim Abflammen höhere Emissionen bei PCDD, CO und CnHm erwartet werden müssen.

Schwermetalle

Die Schwermetall-Gehalte von Stroh sind von der Landesanstalt für Umwelt (LfU) in Karlsruhe untersucht worden <KAMM/RÖHM 1984>. Danach weist Stroh rd. 2 ppm Blei (Pb) und 0,05 ppm Cadmium (Cd) auf. Als Emissionsfaktoren gibt die Landesanstalt für Umwelt folgende Werte an:

0,030 - 0,110 kg/TJinput für Pb

0,001 - 0,003 kg/TJinput für Cd

Damit liegen die Schwermetall-Abgaben von Stroh rd. 2-10-fach niedriger als bei fossilen Festbrennstoffen und in der Größenordnung von leichtem Heizöl. Qualitativ ist Stroh daher - ebenso wie Holz - als schwermetallarmer Brennstoff.

Zusammenfassung zu Emissionen von Strohfeuerungen

Die nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick zu den Emissionsfaktoren, die bei Stroh für die GEMIS-Datensätze abgeleitet wurden.

Tabelle 23 GEMIS-Emissionswerte für Strohfeuerungen

Typ/	Leistung	EDS STANDARD			EDS BEST		
Anlage	[kW]	SO2	NOx	Staub	SO2	NOx	Staub
Heizung	15-1.000	120	100	100	120	100	30
Heizwerk	> 1.000	120	100	20	120	100	6

(in [kg/TJ], bezogen auf Brennstoff-Heizwert)

2.1.5 Emissionen von Heizsystemen mit Kraft-Wärme-Kopplung

Über die reinen Heizanlagen hinaus sind im GEMIS-Projekt auch Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) in die Analyse des Emissionsverhaltens aufgenommen worden, da diese Systeme zunehmend an Bedeutung in regionalen und lokalen Energiekonzepten spielen (vgl. Kapitel 1.2).

Für die Diskussion von Emissionswerten der GEMIS-Datenbasis werden die KWK-Systeme aufgrund ihrer Vielfältigkeit im folgenden sowohl brennstoff- wie auch technologiespezifisch behandelt[15].

Bei der Berechnung von nutzenergiebezogenen Emissionen aufgrund der im folgenden abgeleiteten brennstoffbezogenen Emissionsdaten ist die Besonderheit von KWK-Systemen zu beachten, daß sie Wärme und Strom bereitstellen.

---

[15] Die Diskussion der Emissionswerte konzentriert sich zwar auf KWK-Systeme für fossile Brennstoffe, da diese den allergrößten Anteil an heutigen KWK-Heizsystemen und wohl auch mittelfristig zu errichtenden Analgen aufweisen. Dennoch können KWK-Systeme z.B. auf der Basis von regenerativen Energien in GEMIS einbezogen werden, da einige Kennwerte im Zuge der Diskussion von Prozeßketten dargestellt werden (Biogas, Holzgas). Weiterhin sind die Daten der biomassebetriebenen Heizwerke aus Kapitel B-1 auch für KWK-Systeme mit Dampfturbinen verwendbar. Neuere Konzeptionen wie etwa der Einsatz von Holzgas in Gasturbinen zur KWK können emissionsseitig bislang nicht beurteilt werden, da Betriebsdaten fehlen.

Das GEMIS-Programm berücksichtigt dieses Phänomen zwar eindeutig in der Berechnung (vgl. Kapitel 2.5), dennoch sollte explizit auf die jeweilige Rahmensetzung geachtet werden. Daher wurde eine ausführliche Darstellung der verschiedenen Möglichkeiten zur Emissionsberechnung in dieses Kapitel aufgenommen (vgl. Exkurs 1).

B-1.5.1 Kohlenutzung in KWK (Stein- und Braunkohle)

Für die Diskussion der Emissionen von kohlegefeuerten Systemen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ist wegen der differenzierten Emissionsbegrenzungen eine Unterteilung nach der Feuerungswärmeleistung in drei Gruppen sinnvoll:

- Feuerungswärmeleistung über 300 MWth
- Feuerungswärmeleistung von 50 bis 300 MWth
- Feuerungswärmeleistung unter 50 MWth

Die erste Gruppe ist durch die Regelungen der Großfeuerungsanlagen-Verordnung (GFAVO) sowie durch die Konkretisierung der dort vorgesehenen NOx-Grenzwerte durch den Umweltminister-Konferenz-Beschluß betroffen. Seit dem Inkrafttreten der GFAVO ist die Diskussion über technische Konzepte zur Rauchgasreinigung für große Feuerungen sehr weit entwickelt, z.T. liegen mehrjährige Erfahrungen mit solchen Anlagen vor.

Die zweite Gruppe von Anlagen mit Feuerungswärmeleistungen zwischen 50 und 300 MWth stellt den unteren Geltungsbereich der GFAVO dar. Die GFAVO differenziert zwar zwischen den Anforderungen für Anlagen von 50-100 MWth und für die von 100 bis 300 MWth, durch die TA Luft-Novelle sind allerdings schon für Anlagen unter 50 MWth schärfere Werte festgelegt als für die Anlagen von 50-100 MWth der GFAVO. Weiterhin wird bei vielen Gemehmigungsverfahren nicht mehr unterschieden, ob es sich um Anlagen der Gruppe 50-100 oder 100-300 MWth handelt[16].

Dies liegt daran, daß der spezifische Aufwand sowie die Feuerungs- und Reinigungssysteme in beiden Gruppen nahezu identisch sind. Wir nehmen daher ebenfalls keine Differenzierung innerhalb der Bandbreite von 50-300 MWth vor.

Die dritte Anlagengruppe wird durch die TA Luft erfaßt. Die novellierte TA Luft sieht erstmals auch im Bereich unter 50 MWth Begrenzungen der NOx-Werte sowie eine dynamisierte Regelung für SO2 vor. Seit der TA Luft-Novelle wurden Informationen über Rauchgasreinigung auch in dieser Leistungsklasse verfügbar und von Herstellerseite ein Markt erkannt. Wegen der erst kurzen Einführung von schärferen Umweltstandards für diese Anlagen sind Aussagen über den technischen Stand, Kosten und Rückstandsprobleme hier am schwierigsten möglich.

Alle steinkohlenutzenden Systeme emittieren CO_2 mit rd. 93 t/TJ, bei Braunkohle ergeben sich für Rohbraunkohle rd. 112 t/TJ und bei Braunkohle-Staub 97 t/TJ, jeweils bezogen auf den Brennstoff-Heizwert.

---

16 So z.B. bei den Heizkraftwerken (HKW) in Freiburg und Braunschweig sowie den Industrie-HKW bei Merck/Darmstadt und Opel/Rüsselsheim.

Zur Orientierung bei der Diskussion von GEMIS-Werten gibt die folgende Tabelle einen Überblick zu den gegenwärtigen gesetzlichen Grenzwerten für Kohlefeuerungen. Dabei wurden, wie im GEMIS-Projekt generell, nur Neuanlagen sowie bei Braunkohle allein die Verfeuerung von Braunkohle-Staub betrachtet, da Rohbraunkohle ausschließlich in Großfeuerungen im rheinischen Revier eingesetzt wird (vgl. zu deren Emissionen Kap. 2.3.1).

Tabelle 24 Grenzwerte für Stein- und Braunkohle-HKW

Typ/	Leistung	SO_2	NO_x	Staub		SO_2	NO_x	Staub	
Anlage	[MW]	[kg/TJinput]					[mg/m³]		
TA-Luft[1]	5-50	760	190	19		2000	500	50	
TA-Luft[2]	5-50	152	114	19		400	300	50	
GFAVO[3+4]	50-100	152	280	18		400	800	50	
GFAVO[3+4]	100-300		152	76	19		400	200	50
GFAVO[4+5]	> 300	140	70	18		400	200	50	

Anmerkungen:

1 = sowie Mindest-Reduktion von 50 % für SO2 gefordert, Werte für 7 % O2

2 = Werte für WSF über 20 MWth und zirkulierende WSF, Werte für 7 % O2

3 = Werte für Schmelzfeuerungen bei 5 % O2, Trockenfeuerungen bei 6 % O2, für WSF bei 7 % O2

4 = bei WSF zusätzlich Mindest-Reduktion 75 % gefordert

5 = sowie Mindest-Reduktion von 85 % für SO2 gefordert

*Anlagen über 300 MW**th***

In der Leistungsklasse über 300 MWth werden neben Wirbelschichtfeuerungen (vgl. unten) überwiegend trockenentaschte Staubfeuerung betrieben, da dieser Anlagentyp z.Zt. gegenüber der konkurrierenden Schmelzkammerfeuerung bessere Möglichkeiten zur Senkung der NOx-Emissionen durch Primärmaßnahmen aufweist.

Stickoxide

Durch Primärmaßnahmen zur NOx-Senkung lassen sich bei Trockenfeuerungen ohne sekundäre Abscheidung 500-650 mg/m³ einhalten, mit Brennstoffstufung Werte unter 400 mg/m³ (<LANGE 1985>, <SCHÄRER/HAUG 1985>).

Um niedrigere Werte zu erreichen, sind Abscheide- oder Konversionsanlagen für NO_x notwendig. Am weitesten entwickelt ist hier die sogenannte Selektive katalytische Reduktion (SCR), bei der NOx mit Hilfe eines Katalysators im Temperaturbereich von 250-450 °C unter Zugabe von NH3 (Ammoniak) zu N2 und Wasser reagiert. Über 90 % der DeNOx-Aufträge in der BRD wurden für SCR-Anlagen vergeben <ENERGIE 1988>. Als Katalysatoren kommen neben Edelmetallen auch Aktivkohlen sowie Zeolithe in Frage <KFA 1986>.

Die Wirksamkeit der Abscheidung liegt je nach Katalysatorgröße um 75-90 %, wenn ein nahstöchiometrisches NH_3/NO_2-Molverhältnis eingestellt wird (<DAVIDS ET AL 1985>, <VDI 1988>). Dabei entstehen Ammoniakleckagen ins Reingas, NH3-Werte unter 20 mg/m3 sind ohne erheblichen Aufwand einhaltbar.

Die GFAVO - in Verbindung mit dem UMK-Beschluß - verlangt in der Größenklasse ab 300 MWth die Einhaltung eines NO_x-Grenzwertes von 200 mg/m^3, dies enstspricht je nach Bezugs-O_2-Wert 67-76 kg/TJ[17].

In der BRD arbeiten mehrere SCR-Anlagen in großen Steinkohlekraftwerken und weisen Konversionsraten[18] von über 80 % auf <KFA 1986>. Bei 80 % Konversionsrate und Rohgasbeladungen unter 900 mg/m^3, wie sie bei allen Trockenfeuerungen durch primäre Maßnahmen erreicht werden, lassen sich NOx-Werte unter 180 mg/m^3 im Reingas sicher einhalten.

Bei SCR-Anlagen hinter Schmelzkammerfeuerungen sind wegen der höheren NOx-Rohgasbeladung 82 % Konversion zur Einhaltung von 180 mg/m^3 notwendig und im Betrieb schon erzielt <VGB 1987>. Für den EDS STANDARD kann daher von 180 mg/m^3 entsprechend 60 kg/TJ (bei 5 % O_2) bzw. 64 kg/TJ (bei 6 % O_2) bzw. 68 kg/TJ (bei 7 % O_2) ausgegangen werden, womit ein etwa 10 % geringerer Wert als nach GFAVO/UMK zulässig unterstellt wird.

Hinsichtlich des EDS BEST kann derzeit u.E. nicht von einer höheren Konversionsrate als 85 % für SCR-Verfahren ausgegangen werden, dafür lassen sich aber bei Neuanlagen die Möglichkeiten zur weiteren Minderung durch Primärtechniken ausnutzen. Wie Autoren des UBA dargestellt haben, sind mit Brennstoffstufung schon Werte von 400 mg/m^3 bei Trockenfeuerungen erzielt worden (<LANGE 1985>, <SCHÄRER/HAUG 1985>). Daher ist für BEST ein NOx-Reingaswert von 100 mg/m^3 entsprechend rd. 35 kg/TJ (bei 6 % O_2) anzusetzen, wobei dieser Wert nur für Trockenfeuerungen gilt[19].

Entschwefelung

Zur Abscheidung von SO_2 ist der Einsatz einer Naß-Rauchgas-Entschwefelungs-Anlage (REA) auf Kalkbasis die Regel, da dieses System bei Großfeuerungen gut erprobt ist. Die REA erzielt bei ausreichenden Waschflüssigkeitsmengen im Absorberturm und entsprechender Auslegung der Rauchgaswiederaufheizung Abscheideraten über 95 % für SO2 (<HAUG/OELS 1985>, <TÜV 1985>, <VDI 1988>).

---

[17] Die GFAVO bezieht die Emissionsgrenzwerte von Schmelzkammerfeuerungen auf 5 Vol.% O_2, die von Trockenfeuerungen auf 6 Vol.% O_2 und die von Wirbelschichtfeuerungen auf 7 Vol.% O_2. Dadurch treten bei den brennstoffbezogenen Emissionsfaktoren Unterschiede auf, die in der Relation 1:1,07:1,14 liegen. Das GEMIS-Programm berücksichtigt diese bezugsgrößenabhängigen Unterschiede bei der Vorgabe eines Emissionsgrenzwertes selbstständig.

[18] Damit ist die prozentuale Umwandung von $NO_x + NH_3$ zu N_2 und Wasser gemeint.

[19] Die höheren NO_x-Werte von Schmelzkammerfeuerungen können durch zusätzliche, relativ kostengünstige Selektive Nichtkatalytische Reduktion-Techniken (z.B. NOXOUT, EXXON) etwa um 50 % gesenkt werden, sodaß sie vor der SCR-Anlage Werte um 500 mg/m^3 aufweisen. Bei 85 % Reduktion durch die SCR-Anlage wären so auch bei Schmelzfeueurngen NOx-Werte unter 100 mg/m^3 zu erzielen. Da hierzu aber bislang keine Betriebsdaten vorliegen, muß auf eine Berücksichtigung im GEMIS-BEST-Datensatz verzichtet werden. Für zirkulierende Wirbelschichtfeuerungen kann der 100 mg/m^3-Wert allerdings verwendet werden, wenn auch mit einer anderen Begründung (vgl. weiter unten).

Nach der GFAVO müssen 85 % des Brennstoffschwefel-Inventars abgeschieden und dürfen maximal 400 mg/m3 an SO_2 emittiert werden. Bei Schwefelgehalten unter 1 Gew.% ist die Mindestabscheideforderung der GFAVO der begrenzende Faktor, es ergeben sich Reingaswerte kleiner 290 mg/m^3.

Da Naß-REA mit einem mittleren Abscheidegrad von 90 % betrieben werden, kann u.E. für Vollwertkohlen im EDS STANDARD mit 200 mg/m^3 entsprechend 66 kg/TJ (für 5 % O_2) bzw. 71 kg/TJ (für 6 % O_2) gerechnet werden[20].

Beim EDS BEST dagegen ist von mehr als 95 % REA-Leistung auszugehen, wie sie durch Betriebserfahrungen belegt werden. Damit ergeben sich Reingaswerte unter 100 mg/m^3 SO_2 bzw. 33 kg/TJ (5 % O_2) bzw. 35 kg/TJ (6 % O_2)[21].

Staub-Minderung

Für die Entstaubung von großen konventionellen Kohlefeuerungen werden zwei Verfahrenstypen eingesetzt, die ähnliche Abscheideraten erlauben:

- Elektrofilter 4- bis 5-feldrig
- Gewebefilter (Tuch- oder Schlauchfilter)

Die Abscheideleistung hängt bei E-Filtern neben einer genauen Regelung von der Anzahl der elektrischen Felder ab <DAVIDS/LANGE 1984>. Heute übliche 3-feldrige Filter erreichen Staubwerte um 50 mg/m^3, während 4- und 5-feldrige Anlagen Reingaswerte unter 10 mg/m^3 erlauben <VGB 1985>.

Durch die weiteren Feldkammern verteuern sich E-Filter etwa proportional. Die hohe Abscheidung bei Gewebefiltern ergibt sich u.a. durch die Wirkung des sog. Filterkuchens, d.h. einer Staubschicht, die sich auf dem Gewebe des Filters ablagert und zur Abscheidung beiträgt. Bei den für Steinkohlestaubfeuerungen üblichen Rohgasbeladungen von ca. 10.000 mg/m^3 sind mit Gewebefiltern heute Reingaswerte unter 20 mg/m^3 als Stand der Technik anzusehen <LÖFFLER 1984>, durch vergrößerte Filterflächen können auch Werte unter 10 mg/m^3 eingehalten werden <SCHULTZ 1985>. Dies wird auch von Herstellern garantiert <MOSCH 1985>. Elektrische Entstauber können diese Werte ebenfalls einhalten, jedoch sind höhere Investitionskosten erforderlich.

Die GFAVO fordert für Neuanlagen Staub-Reingaswerte von 50 mg/m^3, die auch beim Rußblasen einzuhalten sind. Da Anlagen der hier interessierenden Größenklasse typischerweise mit Naß-REA arbeiten, muß der Effekt dieser weiteren Gasreinigungsstufe einbezogen werden. Aus Meßwerten und Betriebserfahrungen (<STELLBRINK 1988>, <VGB 1985>) ist bekannt, daß Naß-REA als effektiver Feinstaubfilter arbeiten und hinter der REA Staubwerte unter 25 mg/m^3 auftreten.

Als Regelfall für den EDS STANDARD ist daher von 25 mg/m^3 entsprechend 8 kg/TJ (5 % O_2) bzw. 9 kg/TJ (6 % O_2) auszugehen[22].

Für den BEST-Datensatz sind dagegen 5-feldrige E- bzw. Gewebefilter in Kombination mit Naß-REA zu betrachten, womit 5 mg/m3 bzw. rd. 2 kg/TJ einzuhalten sind[23].

Halogenemissionen

Sowohl von den chemisch-physikalischen Abläufen in Naß-REA wie auch von realen Betriebserfahrungen her ist bekannt, daß im Wäscher die Halogene mit mindestens den gleichen Raten abgeschieden werden als SO_2, sofern die REA im alkalischen Bereich betrieben werden <DAVIDS/LANGE 1986>.

Schon im EDS STANDARD ist daher für Halogene von mindestens 90 % Abscheidung - jeweils für Naß-REA - anzunehmen. Im EDS BEST dagegen ist sowohl für HCl wie auch für HF mit mindestens 95 % Abscheidung zu rechnen.

Andere Schadstoffe

Große Steinkohlefeuerungen emittieren nach übereinstimmenden Messungen wegen des guten Ausbrandes sehr geringe Mengen an CO (kleiner 100 mg/m^3) und C_nH_m (kleiner 10 mg/m^3), sodaß eine weitere qualitative Diskussion dieser Stoffe entfällt. Auch kanzerogene Stoffe wie z.B. einige PAH sind bei konventionellen Kohlefeuerungen deutlich unterhalb von 1 $\mu g/m^3$ anzunehmen. Sofern unkontaminierte Steinkohlen eingesetzt werden, sind auch die Emissionen von chlororganischen Verbindungen wie PCDD/F allgemein nicht nachweisbar. Sofern allerdings z.B. mit PCB belastete Kohlen verbrannt werden[24], gilt dies nicht mehr.

Anlagen mittlerer Leistung

Bei Feuerungswärmeleistungen von 50 - 300 MWth können wie in der ersten Gruppe weiterhin Staubfeuerungen betrieben werden. Hinzu kommen neben Wirbelschichtfeuerungen (vgl. unten) vor allem Rostfeuerungen, bei denen stückige Kohle auf einem von unten belüfteten Verbrennungsrost liegend verbrennt.

Stickoxide

Die GFAVO begrenzt die NOx-Emissionen mittlerer und kleiner Kohlefeuerungen auf 800 mg/m3. Diese Emissionsbegrenzung läßt sich - bei trockenentaschten Staubfeuerungen und Rostfeuerungen - allein mit Primärmaßnahmen einhalten.

---

[20] Dieser Wert gilt auch für zirkulierende Wirbelschichtfeuerungen, wo er 76 kg/TJ (bei 7 % O_2) entspricht (vgl. zur Begründung weiter unten).

[21] Dieser Wert gilt auch für zirkulierende Wirbelschichtfeuerungen, wo er 38 kg/TJ (bei 7 % O_2) entspricht (vgl. zur Begründung weiter unten).

[22] Bei Wirbelschichtfeuerungen gilt dies nicht (vgl. zur Begründung weiter unten).

[23] Eine entsprechende Auflage wurde mittlerweile im Genehmigungsverfarehn für den Block 8 im Großkraftwerk Mannheim vom Regierungspräsident Karlsruhe festgelegt, vgl. <ÖKO-INSTITUT 1989>.

[24] Solche Verunreinigungen konnten z.B. durch Hydrauliköl-Leckagen im Bergbau entstehen.

Da mittlerweile in der BRD einige mittlere Kohle-Heizkraftwerke seit Inkrafttreten der GFAVO genehmigt wurden, läßt sich die Dynamisierungsklausel für NOx dahingehend interpretieren, daß für Anlagen in der Leistungsklasse von 100-300 MWth als Grenzwert 400 mg/m^3 entsprechend rd. 142 kg/TJ (bei 6 % O_2) gefordert werden, der sich entweder allein mit Primärmaßnahmen (bei Rostfeuerungen) oder aber mit einfachen SNCR-Verfahren (thermische Reduktion mit NH_4 im Temperaturfenster um 900 °C oder Zugabe von Harnstoff bei 300-500 °C) bei Staubfeuerungen einhalten läßt <NOXOUT 1989>. Für Anlagen unterhalb von 100 MWth ist zu unterstellen, daß die NOx-ärmeren Wanderrostfeuerungen zum Einsatz kommen, um Katalysatorkosten zu sparen. Somit können auch hier 400 mg/m^3 eingehalten werden. Für den EDS STANDARD ergibt sich damit ein Wert von 142 kg/TJ.

Für den EDS BEST ist dagegen zu unterstellen, daß entweder NOx-optimierte zirkulierende Wirbelschichtfeuerungen (vgl. unten) oder Rostfeuerungen mit einfacher SNCR-DeNOx zum Einsatz kommen, womit bei 400 mg/m^3 Rohgasbeladung und 50 % Minderung durch die DeNOx Reingaswerte von 200 mg/m^3 entsprechend 71 kg/TJ (bei 6 % O_2) bzw. 76 kg/TJ (bei 7 % O_2), einzuhalten sind.

Entschwefelung

Nach der GFAVO sind bei Anlagen von 100-300 MWth Feuerungswärmeleistung 2000 mg SO_2/m^3 erlaubt, wobei aber eine Mindest-Schwefel-Einbindung von 60 % gefordert wird. Beim Einsatz von Vollwert-Steinkohle mit maximal 1 Gew.% Schwefelgehalt ergäben sich somit rund 800 mg/m^3 entsprechend 275 kg/TJ.

Für Anlagen von 50 - 100 MWth sieht zwar die GFAVO keine Schwefelmindestabscheidung vor - aber die TA Luft-Novelle begrenzt schon bei Anlagen unter 50 MWth den SO_2-Wert auf 2000 mg/m^3 plus einer dem Stand der Technik entsprechenden Schwefeleinbindung, wobei 50 % in der TA Luft selbst genannt werden.

Bei Genehmigungsverfahren für Kohle-HKW der mittleren Leistungsklasse wurden aber in den letzten Jahren schärfere Emissionsgrenzwerte festgelegt, da mittlerweile auch SO_2-Abgasreinigungstechniken verfügbar sind, die zwar nicht die hohe Effektivität von Naß-REA ausweisen, aber mehr als 60 % des SO_2 abscheiden können.

Dies sind vor allem sogenannte quasitrockene Verfahren (QT-REA), die verfahrenstechnisch deutlich einfacher als Naß-REA sind. Bei QT-REA wird ein basisches Additiv, z.B. $Ca(OH)_2$, als Suspension in das Abgas eingesprüht, der Reaktor ist als Sprühtrockner ausgelegt. Das Wasser in der Suspension verdampft und kühlt damit das Rauchgas auf 110-180 °C ab, das dann trocken verbleibende Additiv reagiert mit SO_2 und Halogenen zu festen Salzen (Sulfit/Sulfat), die im nachgeschalteten Entstauber abgeschieden werden <SCHOJAN 1986>. QT-REA erreichen Abscheideraten von 75 -90 %. Es sind auch Werte über 90 % möglich, allerdings muß ein gegenüber Naßverfahren deutlich höheres Ca/S-Molverhältnis von 1,5 - 2 eingestellt werden, d.h. zur Abscheidung ist mehr Additiveinsatz erforderlich und mehr Rückstände fallen an.

Werden Gewebefilter zur Entstaubung eingesetzt und Teile der abgeschiedenen Flugasche rezirkuliert, lassen sich wegen der Nachreaktion von unverbrauchtem Additiv mit SO_2 auf dem Filterkuchen über 90 % Abscheidung erzielen, ohne Ca/S-Verhältnisse über 2 zu erfordern (<MOSCH 1985>, <SCHOJAN 1986>).

QT-REA arbeiten bei Temperaturen zwischen 110 und 180 oC und können ganz auf eine Wiederaufheizung des Reingases verzichten. Die Abscheideraten dieser Verfahren werden daher nicht weiter gesenkt.

Entsprechend dieses technischen Standes wurden von Genehmgigungsbehörden SO_2-Grenzwerte von 200-300 mg/m^3 gefordert. Wir gehen im Datensatz STANDARD in der mittleren Leistungsklasse von 50 - 300 MWth für SO_2 von 300 mg/m^3 entsprechend 106 kg/TJ (bei 6 % O_2) aus.

Beim EDS BEST dagegen soll das 90 %ige Abscheidevermögen sowohl von QT-REA wie auch von ZWSF angesetzt werden, womit sich bei Vollwert-Steinkohle Werte unter 200 mg/m^3 entsprechend 71 kg/TJ als SO_2-Emissionsfaktor ergeben[25].

Staub

Für die Entstaubung gilt das in der vorigen Gruppe ausgeführte, da auch QT-REA in der Regel mit Gewebefilter arbeiten. Somit wird im EDS STANDARD von 25 mg/m^3 entsprechend 9 kg/TJ ausgegangen[26], während im EDS BEST durch eine verbesserte Filterauslegung 10 mg/m^3 (rd. 3,5 kg/TJ) erzielt werden können.

Halogenabscheidung

In QT-REA werden Halogene mit ähnlicher Rate umgesetzt wie SO_2, daher sind über 90 %-Abscheidung durchgängig möglich.

Andere Schadstoffe

Die Feuerungssysteme unterschieden sich hinsichtlich der Schadstoffe CO und C_nH_m sowie kanzerogener Stoffe und halogenierter Kohlenwasserstoffe nicht von den größeren Feuerungen.

*Anlagen im unteren Bereich (unter 50 MW**th**)*

Als Feuerungssysteme in der Leistungsklasse unter 50 MWth kommen NO_x-arme Wanderrostfeuerung sowie Wirbelschichtfeuerung (WSF, vgl. unten) zum Einsatz. Die TA Luft begrenzt die Emissionen von Nicht-WSF auf die in Tabelle B-1/24 genannten Werte, wobei Dynamisierungsklauseln für SO_2 und NO_x bestehen. Für alle Kohle-Feuerungen bezieht die TA Luft die Grenzwerte auf 7 Vol.% O_2.

Stickoxide

Mit Primärmaßnahmen sind hier, wie oben dargestellt, NO_x-Werte von 300 bis 500 mg/m^3 bei Rostfeuerungen erreichbar. Aus Aufwandsgründen muß eine SCR- oder SNCR-Anlage entfallen. Somit ist im EDS STANDARD von den mit primären Maßnahmen erzielbaren NO_x-Werten von 400 mg/m^3 auszugehen, entsprechend 152 kg/TJ (7 Vol.% O_2).

Für den EDS BEST sind NOx-optimierte Wanderrostfeuerungen oder zirkulierende WSF (vgl. unten) zu unterstellen, die ohne Sekundärsystem 300 mg/m^3 erzielen können. Dies entspricht 114 kg/TJ (7 Vol.% O_2).

---

[25] Dieser Wert entspricht bei Wirbelschichtfeuerungen 76 kg/TJ (7 % O_2).

[26] Der sekundäre Enstaubungseffekt von Naß-REA entfällt hier.

Entschwefelung

Die TA Luft sieht bei Anlagen unter 50 MWth Feuerungswärmeleistung 2000 mg/m^3 als Reingaswert für SO_2 vor, verlangt aber dem Stand der Technik entsprechende weitergehende Minderung. In der Novelle ist als Stand von 1986 die Zugabe von basischen Additiven zum Brennstoff oder in den Feuerraum mit Minderungsraten von 50 % genannt. Das in der TA Luft angesprochene Direktentschwefelungsverfahren, auch Trocken-Additiv-Verfahren (TAV) genannt, erlaubt aber nur unter günstigen Bedingungen und mehrfach überstöchiometrischen Kalkzugaben nennenswerte Abscheideraten für SO_2.

Verschiedene Hersteller bieten auch für kleine Feuerungen Reinigungssysteme an, die mehr als 50 % Minderung erreichen (<ENERGIE 1985>). Dies sind einerseits vereinfachte Naßwäschen, die bis über 90 % Entschwefelung erreichen können, andererseits kommen auch die oben diskutierten QT-REA in Frage.

Werden Gewebefilter zur Entstaubung eingesetzt und Teile der Flugasche rezirkuliert, lassen sich auch trockene REA (T-REA) einsetzen.

Bei diesen Verfahren wird in basisches Additiv wie $Ca(OH)_2$ direkt in das Rauchgas eingeblasen und reagiert hier sowie auf dem Filterkuchen des Gewebefilters mit SO_2 und Halogenen. Werden besonders reaktive Sorbentien wie NaHCO3 eingesetzt, sind Abscheideraten über 90 % zu erreichen <SCHOJAN 1986>.

Die Wiederaufheizung der Reingase bei den einfachen Naßwäschen ist nach der TA Luft nicht zwingend vorgesehen. Daher kann hier bei ausreichender Tropfenabscheidung auch kaltes Abgas abgeleitet werden. Die quasitrockenen und trockenen Systeme können wegen ihrer ausreichend hohen Arbeitstemperaturen ganz auf eine Wiederaufheizung des Reingases verzichten.

Die Abscheideraten dieser Verfahren werden daher nicht weiter gesenkt. Aussagen zu gesichert erreichbaren SO_2-Abscheideraten sind bei allen Naßwäschen z.Zt. noch nicht möglich, Werte um 90 % scheinen aber realistisch.

Quasitrockene REA und trockene Verfahren (mit reaktiven Sorbentien) liegen ebenfalls in diesem Bereich, sodaß auch hier eine 90 % SO_2-Abscheidung möglich sein wird. Da aber die Betriebskosten der trockenen Systeme ganz wesentlich von den Additiv- und Entsorgungskosten bestimmt werden und diese deutlich bei hohen Abscheideraten zunehmen, kann unter ökonomischen Restriktionen nur von geringeren Raten, die zwischen 60 und 85 % liegen, ausgegangen werden.

Im EDS STANDARD gehen wir von 60 % aus, womit sich bei Vollwert-Steinkohle SO_2-Reingaswerte von 800 mg/m^3 entsprechend 304 kg/TJ (7 Vol.% O_2) ergeben.

Für den EDS BEST wird dagegen angenommen, daß die Entschwefelung 80 % Wirkungsgrad zeigt, womit Werte um 360 mg/m^3, d.h. 135 kg/TJ (7 Vol.% O_2) erreichbar sind.

Staub

Für die Entstaubung in dieser Leistungsklasse wird überwiegend ein Gewebefilter Verwendung finden, das gleichzeitig als Nachreaktor der REA dient. Bei nassen Verfahren kann dagegen die Waschstufe als Staubfilter dienen. Mit beiden Systemen kann der TA Luft-Grenzwert um mind. 20 % unterschritten und so 40 mg/m^3 problemlos eingehalten werden, womit sich ein Emissionsfaktor für den EDS STANDARD von 15 kg/TJ (7 Vol.% O_2) ergibt.

Für den EDS BEST wird angenommen, daß ein Gewebefilter mit optimierter Auslegung verwendet wird, womit 20 mg/m³ Staub einhaltbar sind. Dies entspricht einem Emissionsfaktor von rd. 8 kg/TJ (7 Vol.% O_2).

Halogenemissionen

Sprühabsorber und Trocken-REA im Reaktionen im kalten Abgas erzielen 80-90 % Halogenabscheidung, während das TAV wegen der ungünstigeren Temperaturbedingungen 50-80 % erzielt.

Andere Schadstoffe

Die Feuerungssysteme unterschieden sich hinsichtlich der Schadstoffe CO und C_nH_m sowie kanzerogener Stoffe nicht wesentlich von den größeren Feuerungen, allerdings sind die Werte in der Regel leicht höher.

Wirbelschichtfeuerung (WSF)

Die Wirbelschichtfeuerung (WSF) ist eine Verbrennungstechnik für alle Arten von fossilen Energien, die wegen ihrer günstigen Eigenschaften in den letzten Jahren weltweit technisch weiterentwickelt wurde und mittlerweile in der BRD zunehmend zum Einsatz kommt <VDI 1986>.

Wegen der gegenüber herkömmlichen Technologien geringen Verbrennungstemperaturen in der WSF kann bei Anwesenheit von basischen Stoffen das aus dem Brennstoff-Schwefel entstehende SO_2 noch innerhalb der Feuerung weitgehend eingebunden und überwiegend zu Sulfat ($CaSO_4$) umgesetzt werden. Die geringen Temperaturen führen auch zu wenig Stickoxid-Emissionen, da die NO_x bevorzugt bei hohen Flammtemperaturen entstehen.

Bei der stationären WSF, die verfahrenstechnisch am wenigsten Aufwand bringt und daher auch für kleine Feuerungen ökonomisch interessant ist, sind die Schadstofffreisetzungen für SO_2, NO_x und Halogene im Vergleich zu den anderen WSF-Techniken am höchsten. Auch die anfallenden Reststoffmengen sind im Vergleich hoch und bieten nur geringe Aussichten für eine Verwertung.

Demgegenüber zeigen quasistationäre WSF, bei denen eine intensive Flugascherückführung zu geringeren Reststoffmengen führt, günstigere SO_2-, NO_x- und Halogenemissionen, wenn die Anlagen mit gestufter Luftzuführung ausgerüstet werden.

Die zirkulierende WSF-Technologie (ZWSF) erlaubt die derzeit niedrigsten Schadstoffwerte und den geringsten Reststoffmengen, wobei diese Reststoffe auch die günstigsten Verwertungsmöglichkeiten bieten. Allerdings ist hier der technische Aufwand am höchsten, sodaß diese Technik für kleine Feuerungen erhebliche Mehrkosten gegenüber herkömmlichen Verbrennungsverfahren aufweist.

Die druckaufgeladene WSF ist bislang nur in Technikums- und Pilotanlagen realisiert. Die Ergebnisse deuten auf ein gegenüber der stationären WSF verbessertes Schadstoffabgabeverhalten und geringere Reststoffmengen hin. Ob diese WSF-Technik aber die schon heute demonstrierten niedrigen Emissionen der zirkulierenden WSF erreicht, ist derzeit offen.

Probleme der WSF-Technik

Eine Untersuchung des BATTELLE-Instituts zum Emissionsverhalten von WSF <BATTELLE 1987> zeigte einige noch ungelöste Fragen auf, die bei der WSF-Technik in Bezug auf die Umweltrelevanz bestehen. Dies ist einerseits die NO_x-Minderung bei stationären WSF, die bislang der bei Rostfeuerungen mit Primärmaßnahmen erzielbaren unterlegen ist. Andererseits ist das Minderungspotential bei den Halogenemissionen derzeit gegenüber konventionellen Emissionsminderungstechniken (Naß- und QT-REA) relativ gering. Auch das durch Additiv-Verbesserung, Abgasführung oder sekundäre Abscheidung erreichbare weitergehende Potential ist noch ungeklärt. Vereinzelte Arbeiten hierzu lassen aber erwarten, daß zumindest die ZWSF in Verbindung mit sekundären Maßnahmen Einbindungen von 90 % auch für Chloride möglich sind.

Praktisch keine Daten sind derzeit über die Emissionen von organischen Schadstoffen, insbesondere halogenierten Kohlenwasserstoffen, verfügbar. Allein für polyzyklische aromatische Kohlenwasserstoffe (PAH) liegen Meßwerte von ZWSF-Anlagen vor, die eine sehr geringe Emissionsmenge beim Normalbetrieb zeigen.

Braunkohlegefeuerte Systeme

Die großen Kondensationskraftwerke für Rohnraunkohle im Rheinischen Revier wurden mit Naß-REAs ausgerüstet, um der GFAVO zu genügen. Diese REA können Abscheideraten im Absorberturm von deutlich über 90 % (bezogen auf die Rohgasbeladung) für SO_2 erreichen, das Öko-Institut hat entsprechende Nachweise veröffentlicht <ÖKO-INSTITUT 1987>. Wegen der Ableitung über Kühltürme entfallen auch Verluste durch Wiederaufheizung mit Gas-Gas-Wärmetauschern. Um diese hohen Abscheideraten zu erreichen, ist

- eine ausreichend dimensionierte Gas-Sorbens-Kontaktzeit
- ein hohes Flüssigkeits-Gas-Verhältnis (L/G-ratio über 15 l/m^3)
- ein ausreichender REA-Sumpf

erforderlich.

Schon 1983 wurde auf einer VDI-Tagung diskutiert, daß die meisten Naß-REA-Verfahren mit einer solchen Auslegung hohe Abscheideleistungen erreichen und das gerade so die schwankenden SO_2-Gehalte der Abgase von Rohbraunkohlefeuerungen beherrschbar sind <VDI 1984>.

Die REA für rheinische Roh-Braunkohlenfeuerungen sind wegen der Spitzenbeladungen so auszulegen, daß über 95 % des im Rohgas enthaltenen SO_2 abgeschieden werden kann <ÖKO-INSTITUT 1987>. Bei einer max. Rohgasbeladung von 4.300 mg/m^3 (nach RWE-Angaben) führt eine REA mit mehr als 90 % Abscheidung auf Reingaswerte unter 400 mg/m^3.

Unter Beachtung der mittleren Rohgasbeladung kann daher grundsätzlich von SO_2-Reingaswerten unter 200 mg/m^3 ausgegangen werden, als Jahresmittel wird sich entsprechend des Schwefelgehaltes von 0,35 Gew.% bei 25 % Ascheeinbindung ein Wert von rd. 100 mg/m^3 einstellen. Dies entspricht einem Emissionsfaktor von rd. 41 kg/TJ (6 Vol.% O_2) im Datensatz STANDARD. Auch bei großen HKW auf der Basis zirkulierender WSF sind diese Werte einhaltbar, der Emissionsfaktor liegt hier bei 44 kg/TJ (7 Vol.% O_2).

Im EDS BEST ist davon auszugehen, daß die Naß-REA einen Abscheidegrad von 95 % erzielen (vgl. die Diskussion zur Steinkohle). Bei 25 % Ascheeinbindung ergibt sich über den Schwefelgehalt der Rohbraunkohle ein Reingaswert von 50 mg/m³, d.h 20 kg/TJ (6 Vol.% O_2) bzw. 22 kg/TJ (7 Vol.% O_2) für ZWSF.

Die Stickoxidemissionen von großen Rohbraunkohle-Kraftwerke sollen nach derzeitigem Planungsstand der RWE allein durch primäre Maßnahmen auf den GFAVO/UMK-Grenzwert von 200 mg/m³ gesenkt werden. Dabei kann im Gegensatz zu den Steinkohlefeuerungen mit SCR-DeNOx nicht davon ausgegangen werden, daß der Emissionsgrenzwert unterschritten wird. Für den EDS STANDARD gehen wir daher für NOx von 200 mg/m³ entsprechend einem Emissionsfaktor von 81 kg/TJ aus. Im EDS BEST wird über die Primärmaßnahmen hinaus auch der Einsatz von sekundären Entstickungstechniken angenommen, die sicher 50 % Minderung erreichen[27]. Damit können NOx-Werte unter 100 mg/m³ entsprechend einem Emissionsfaktor von 41 kg/TJ für den EDS BEST angesetzt werden.

Für Heizkraftwerke unter 300 MWth außerhalb des rheinischen Reviers wird grundsätzlich unterstellt, daß getrocknete rheinischen Braunkohleprodukte (Brikett, Granulat, Staub) zum Einsatz kommen, da dieser Brennstoff im Gegensatz zur Rohbraunkohle auch über längere Entfernungen wirtschaftlich transportfähig ist.

Beim Einsatz dieser Brennstoffe in Rostfeuerungen können die bei der Steinkohle diskutierten Abscheideraten für SO_2, NO_x und Staub entsprechend der jeweiligen Größenklasse der Anlage angesetzt werden.

Die WSF ist dagegen für die Verbrennung von Braunkohle-Staub besonders geeignet, da sie die in diesem Brennstoff enthaltenen basischen Bestandteile voll zur Entschwefelung nutzen kann. Die bisherigen Erfahrungen mit Braunkohlen in WSF belegen, daß bei zirkulierenden WSF die SO_2-Emissionen ohne Additivzugabe unter 100 mg/m³ liegen (<ENGELHARD/LENZ 1984>, <KREUSING 1986>). Dies entspricht einem SO_2-Emissionsfaktor von 38 kg/TJ beim Einsatz von getrockneter Braunkohle, der für den EDS BEST anzusetzen ist. Die NO_x-Werte von zirkulierenden WSF liegen im Bereich von 50-200 mg/m³ <KREUSING 1986>, wobei für große Anlagen über 300 MWth auch das SNCR-Verfahren <BACT 1988> zur Anwendung kommen kann. Damit sind, bei 50 % Minderung durch die SNCR, NO_x-Werte unter 100 mg/m³ erzielbar, d.h. 38 kg/TJ als Emissionsfaktor im EDS BEST anzusehen.

Zusammenfassung der Emissionsdaten kohlengefeuerter HKW

Die nachfolgenden Tabellen geben nochmals einen Überblick zu den Emissionsfaktoren, die bei Stein- und Braunkohle-HKW für GEMIS abgeleitet wurden.

Tabelle 25 GEMIS-Emissionsfaktoren für Steinkohle-HKW

Typ/	Leistung	SO_2	NO_x	Staub	SO_2	NO_x	Staub
Anlage	[MW]	EDS STANDARD			EDS BEST		
Rost1)	5-50	304	152	15	135	114	8

[27] Dies können insbesondere SNCR-Techniken sein, die erfolgreich ab RWE-Braunkohlenkraftwerken erprobt wurden, vgl. <NOXOUT 1989>.

WSF1)	5-50	152	152	15	135	114	8
Rost2)	50-300	106	142	9	71	71	3,5
WSF1)	50-300	76	76	9,5	76	76	4
WSF1)	> 300	76	68	9,5	38	38	4
Staub3)	> 300	71	64	9	35	35	2
Staub4)	> 300	66	60	8	33	60	2

(in [kg/TJ], bezogen auf Brennstoff-Heizwert)

Anmerkungen:

1) = Werte für 7 Vol.% O_2

2) = Werte für 6 Vol.% O_2

3) = Werte für 6 Vol.% O_2 (trockenentaschte Feuerungen)

4) = Werte für 5 Vol.% O_2 (Schmelzkammer-Feuerungen)

Tabelle 26 GEMIS-Emissionsfaktoren für Braunkohle-HKW

Typ/	Leistung	SO_2	NO_x	Staub	SO_2	NO_x	Staub
Anlage	[MW]	EDS STANDARD			EDS BEST		
Rost[1+3]	5-50	160	114	15	57	76	4
WSF[1+3]	5-50	133	114	15	57	76	4
Rost[1+4]	50-300	80	142	14	-	-	-
WSF[1+3]	50-300	80	76	15	38	38	2
Staub[1+4]	> 300	41	81	9	20	41	2
WSF[1+3]	> 300	19	76	9,5	22	41	2
Staub[2+4]	> 300	41	81	10	20	41	2
WSF[2+3]	> 300	44	87	11	22	41	2

(in [kg/TJ], bezogen auf Brennstoff-Heizwert)

Anmerkungen:

[1]) = getrocknete rheinische Braunkohle (Brikett, Staub)

[2]) = rheinische Roh-Braunkohle (nur reviernah)

3) = Werte für 7 Vol.% O_2

4) = Werte für 6 Vol.% O_2

Ölbetriebene KWK-Systeme

Wegen der Bestimmungen der TA Luft zu kanzerogenen Verbindungen (Nickel) gehen wir davon aus, daß in der Regel kein schweres Heizöl eingesetzt wird, sondern ausschließlich Heizöl EL.

Wie oben in der Diskussion zu Heizanlagen mit Heizöl EL (HEL) dargestellt, ist bei HEL in allen EDS ein SO_2-Emissionsfaktor von 75 kg/TJ zu unterstellen.

HEL weist einen CO_2-Emissionsfaktor von rd. 73 t/TJ auf.

Zum Vergleich mit den Daten der folgenden Diksussion gibt folgende Tabelle die Emissionsgrenzwerte nach den gesetzlichen Bestimmungen in der BRD wieder.

Tabelle 27 Grenzwerte für Öl-HKW

Typ/	**Leistung**	**SO_2**	**NO_x**	**Staub**	**SO_2**	**NO_x**	**Staub**
Anlage	[MW]	[kg/TJ_{input}]			[mg/m^3]		
TA-Luft:							
Feuerung[1]	< 5	115	72	14	400	250	50
Feuerung[1]	5-50	488	129	14	1700	450	50
Dieselmotor[2]	1-5	115	1292	42	400	4000	130
Dieselmotor[2]	> 5	115	646	42	1700	2000	130
Gasturbine[3]	< 16	115	301	43	400	350	50
Gasturbine[3]	> 16	115	258	43	400	300	50
GFAVO[1]	50-100	488	129	14	1700	450	50
GFAVO[4]	100-300	488	129	14	1700	450	50
GFAVO[5]	> 300	115	129	14	400	450	50

Anmerkungen:

1 = bei 3 % O_2; primäre NO_X-Reduktion nach Stand der Technik gefordert

2 = bei 5 % O_2; Staubminderung nach Stand der Technik gefordert

3 = bei 15 % O_2; primäre NO_X-Reduktion nach Stand der Technik gefordert

4 = bei 3 % O_2; für SO_2 wird eine Mindestreduktion von 60 % gefordert

5 = bei 3 % O_2; für SO_2 wird eine Mindestreduktion von 85 % gefordert

Technologie-Spektrum

Für Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung auf Öl-Basis kommen verschiedene Technologien zur Anwendung, die sich sowohl in den energetischen Parametern wie auch im Emissionsverhalten deutlich unterscheiden.

Als klassischer Prozeß zur KWK ist eine Feuerung zur Bereitstellung von überhitztem Wasserdampf anzusehen, der über eine Dampfturbine (Gegendruck oder Entnahme-Kondensation) entspannt wird. Die hierbei zum Einsatz kommenden Feuerungssysteme entsprechen denen von Prozeßwärme-Erzeugern oder auch denen großer Kondensation-Kraftwerke.

Als weitere Technologie werden sogenannte Block-Heizkraftwerke auf der Basis von Verbrennungsmotoren (Diesel) eingesetzt. Die Energieausnutzung dieser Systeme ist sehr hoch, dagegen sind allerdings erhebliche Schadstoff-Abgaben zu setzen, da für Dieselmotoren noch keine effektiven Gasreinigungssysteme existieren.

Schließlich wird Heizöl auch in Gasturbinen eingesetzt, die über Abhitzekessel Nah- oder Fernwärme bereitstellen und über die Turbinenwelle direkt oder indirekt einen Generator antreiben. Modernen Gasturbinen sind mittlerweile auch unter 20 MWth mit elektrischen Wirkungsgraden um 30 % zu betreiben, sodaß sie auch für kommunale oder industrielle HKW interessant sind <ASUE 1986+87>.

Dampfturbinen-HKW

Die klassische KWK-Technik für Öl ist die Feuerung mit nachgeschalteter Dampfturbine (Gegendruck oder Entnahme-Kondensation). Die Feuerungen unterliegen je nach Leistung der TA Luft (bis 50 MWth) bzw. der GFAVO (über 50 MWth). In der Tabelle B-1/27 sind die jeweiligen Emissionsgrenzwerte sowie die daraus errechneten Emissionsfaktoren genannt.

Feuerungsanlagen unter 5 MWth können mit NOx-armen Brennern Stickoxid-Emissionen um 200 mg/m^3 ohne besonderen Aufwand einhalten. Da die NO_x-Werte der TA Luft dynamisiert sind, gehen wir im EDS STANDARD von diesem Wert aus, womit sich ein Emissionsfaktor von rd. 57 kg/TJ ergibt. Die Anlagen müssen rußarm betrieben werden, sodaß Staubwerte unter 10 mg/m^3 rsp. rd. 3 kg/TJ als repräsentativ für den EDS STANDARD angesehen werden können.

Im EDS BEST dagegen sind weitergehende primäre NO_x-Techniken zu unterstellen <HOFBRÄU 1989>, womit sich 100 mg/m^3 rsp. 28 kg/TJ ergeben. Weiterhin erreichen diese Systeme - wie bei den Heizanlagen dargestellt - praktisch staubfreien Betrieb, sodaß wie bei Gas ein Wert von 0,5 mg/m^3 entsprechend rd. 0,1 kg/TJ als Emissionsfaktor für Staub angenommen wird.

Motoren-Anlagen (Diesel-BHKW)

HKW auf der Basis von Dieselmotoren weisen erhebliche Emissionen von Stickoxiden, Staub (bzw. Ruß) und Kohlenwasserstoffen auf, die durch motorische oder sekundäre Maßnahmen gemindert werden müssen. Nach der TA Luft sind bei Anlagen von 1-5 MWth NO_x-Werte von 4000 mg/m^3 zulässig, erst bei größeren Anlagen sinkt der Wert auf immernoch beachtliche 2000 mg/m^3.

Durch primäre Minderungsmaßnahmen am Motor selbst (Vorkammer-System, Zylindergeometrie) sind derzeit NOx-Werte bei kleineren Motoren um 3500-4000 mg/m^3 erreichbar, in Einzelfällen können auch 2000 mg/m^3 unterschritten werden. Bei den größeren Motoren kann durch die Entstickung mit SCR-Technik eine Minderung von 80 % erzielt werden, wobei aber erhebliche Kosten für die NH_3-Lagerung sowie Meß- und Regeltechnik entstehen. Wir gehen für den EDS STANDARD davon aus, daß kleinere Diesel-BHKW (unter 5 MWth) ohne SCR-$DeNO_x$ betrieben werden, womit sich bei optimierten Motoren Werte um 3750 mg/m^3 rsp. 1200 kg/TJ erreichen lassen.

Bei größeren Dieselmotoren dagegen wurde in verschiedenen Genehmigungsverfahren schon gefordert, Reingas-NO_x-Werte von 800 mg/m^3 einzuhalten, was durch SCR-Entstickung mit 80 % Reduktion möglich ist. Dies entspricht einem Emissionsfaktor von 258 kg/TJ.

Ruß- bzw. Staub-Emissionen werden nach der TA Luft auf 130 mg/m^3 begrenzt, wobei der Stand der Technik hinsichtlich weitergehender Minderung zu beachten ist. Für kleinere Dieselmotoren ist u.W. derzeit noch nicht von Genehmigungsbehörden gefordert worden, Rußfilter einzusetzen. Daher gehen wir im EDS STANDARD vom Grenzwert aus, womit sich ein Staub-Emissionsfaktor von 42 kg/TJ ergibt. Für größere Diesel-BHKW dagegen wurden Minderungen von 50 % gefordert, woraus ein Staub-Emissionsfaktor von 21 kg/TJ resultiert.

Für den EDS BEST sind NOx-optimierte große Anlagen (über 5 MWth) zu unterstellen, die ausgehend von einer motorseitigen NO_x-Rohgasbeladung von 3000 mg/m^3 durch eine 85 % Reduktion mittels SCR Reingaswerte von 450 mg/m^3 erreichen, dies entspricht einem Emissionsfaktor von 145 kg/TJ.

Die Staub-Emissionen dieser Motoren können durch Rußfilter ebenfalls um 80 % reduziert werden, sodaß hier ein Emissionsfaktor von 8 kg/TJ anzunehmen ist.

Bei kleineren Dieselmotoren dagegen kann u.E. die motorseitige Optimierung auf NO_x-Werte um 2000 mg/m^3 erfolgen, sodaß dann eine relativ einfache nachgeschaltete SNCR-Stufe mit 50 % Reduktion einen NO_x-Emissionsfaktor von 320 kg/TJ erlaubt. Ein Rußfilter ist dagegen mit gleichem Wirkungsgrad zu betreiben, sodaß auch hier ein Staub-Emissionsfaktor von 8 kg/TJ anzunehmen ist.

Gasturbinen-Systeme

Über die Emissionen von ölbefeuerten Gasturbinen liegen uns bislang keine gesicherten Erkenntnisse vor. Die TA Luft-Grenzwerte können aber sicher durch Brennkammer-Geometrie, optimierte Luftzufuhr und ggf. Wasser/Dampf-Eindüsung eingehalten werden, sodaß wir für den EDS STANDARD die Emissionsfaktoren aus den Grenzwerten abzüglich 10 % Sicherheitsabstand bestimmen.

Für den EDS BEST gehen wir davon aus, daß die mit Wasser/Dampf-Eindüsung realisierbaren NOx-Minderungen ausgeschöpft werden, sodaß bei kleineren Gasturbinen unter 175 mg/m^3 entsprechend 150 kg/TJ und bei größeren unter 70 mg/m^3 entsprechend 60 kg/TJ als Emissionsfaktoren anzusetzen sind. Dabei wird davon ausgegangen, daß beim Betrieb mit HEL die Technologie nur rd. 1/3 der bei Erdgas möglichen Reduzierungen (vgl. unten) erlaubt. Für die Staubemission wird dagegen angenommen, daß Werte um 10 mg/m^3 entsprechend rd. 9 kg/TJ realisiert werden können, wozu ggf. Oxidationskatalysatoren erforderlich werden.

Wärmepumpen-Anlagen

Zu KWK-Systemen zählen auch Wärmepumpen, da hier eine Kopplung von "Kraft" und Wärme über die Verdichter (bei motorischen Systemen) erfolgt. Wir zählen aus Gründen der Systematik auch Absorptionswärmepumpen zu den KWK-Anlagen.

Die Brenner von ölbetriebenen Absorptionswärmepumpen entsprechen nach uns vorliegenden Erkenntnissen praktisch vollständig denen von Heizsystemen oder Feuerungen der entsprechenden Leistungsklasse. Daher sind die Emissionsfaktoren für Heizanlagen anzusetzen.

Die Antriebsaggregate von motorisch betriebenen Wärmepumpen entsprechen den oben diskutierten Diesel-Maschinen. Auch hier ist u.E. eine direkte Übertragung der entsprechenden Emissionsfaktoren, abhängig von der Brennstoffwärmeleistung, für die GEMIS-Datensätze zulässig.

Zusammenfassung der Emissionsdaten ölbefeuerter HKW

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick zu den Emissionsfaktoren, die für Öl-HKW als GEMIS-Datensätze abgeleitet wurden.

Tabelle 28 GEMIS-Emissionsfaktoren für Öl-HKW

Typ/	Leistung	SO_2	NO_x	Staub	SO_2	NO_x	Staub
Anlage	**[MW]**	**EDS STANDARD**			**EDS BEST**		
HEL-Feuerung[1]	< 5	75	58	1	75	29	0,1
Feuerung[1]	5-50	75	58	0,5	75	29	0,1
Feuerung[1]	50-300	75	58	0,5	75	29	0,1
Feuerung[1]	> 300	75	58	0,5	75	29	0,1
Dieselmotor[2]	1-5	75	1200	42	75	322	8
Dieselmotor[2]	> 5	75	258	21	75	145	8
Gasturbine[3]	< 16	75	271	39	75	150	9
Gasturbine[3]	> 16	75	232	39	75	60	9

(in [kg/TJ], bezogen auf Brennstoff-Heizwert)

1 = Werte für 3 Vol.% O_2

2 = Werte für 5 Vol.% O_2

3 = Werte für 15 Vol.% O_2

Gasbetriebene KWK-Systeme

Neben Kohle und Heizöl bzw. Diesel wird in zunehmendem Maße auch Erdgas in KWK-Anlagen eingesetzt. Dabei interessiert die Anwender besonders die weitgehende Freiheit des Gases von Schadstoffen wie SO2, Halogenen und Asche sowie die guten Verbrennungseigenschaften, da dies Kosten für Umweltschutzmaßnahmen erspart. So können auch kleinere KWK-Systeme trotz emissionsarmen Betriebs ökonomisch interessante Bedingungen aufweisen.

Wie schon bei der Diskussion der Gas-Heizanlagen dargestellt, ist für Erdgas in allen EDS ein SO_2-Emissionsfaktor von rd. 0,3 kg/TJ und ein CO_2-Emissionsfaktor von rd. 55 t/TJ zu unterstellen. Für Halogene sowie Schwermetalle können die Emissionen vernachlässigt werden. Zum Vergleich mit den Daten der folgenden Diskussion gibt die folgende Tabelle die Emissionsgrenzwerte nach den gegenwärtigen gesetzlichen Bestimmungen in der BRD wieder.

Tabelle 29 Grenzwerte für Gas-HKW nach TA Luft/GFAVO

Typ/	Leistung	SO_2	NO_x	Staub	SO_2	NO_x	Staub
Anlage	**[MW]**	**[kg/TJ_{input}]**			**[mg/m^3]**		

Feuerung[1]	10-100	10	56	1	35	200	5
Gasmotor[2]	> 1	11	157	2	35	500	5
Gasturbine[3]	< 16	29	292	4	35	350	5
Gasturbine[3]	> 16	29	250	4	35	300	5
Feuerung[1]	> 100	10	28	1	35	100	5

Anmerkungen:

1 = bei 3 Vol.% O_2; primäre NO_x-Reduktion nach Stand der Technik gefordert

2 = bei 5 Vol.% O_2

3 = bei 15 Vol.% O_2; primäre NO_x-Reduktion nach Stand der Technik gefordert

Technologie-Spektrum

Die Nutzungstechniken für Gas in KWK-Systemen entsprechen denen für Heizöl.

Dampfturbinen-HKW

Wie bei Heizöl sind auch für KWK-Systeme auf Erdgasbasis konventionelle Feuerungsanlagen zur Bereitstellung von Dampf für Entnahme-Kondensations- oder Gegendruckturbinen ein klassisches Einsatzgebiet.

Stickoxide

Diese Feuerungen können durch primärseitige Maßnahmen (Abgasrezirkulation, Brennstoffstufung) auf geringe NOx-Werte gebracht werden <HOFBRÄU 1989>, eine weitere sekundäre Entstickung durch SCR-Verfahren ist ebenfalls möglich. Die Katalysatoren werden zudem nicht wie bei Kohlefeuerungen durch Staub oder Schwermetalle vergiftet, daher ist ihre Lebensdauer recht hoch.

Die GFAVO sieht für Gasfeuerungen über 300 MWth als Grenzwert 100 mg/m^3 für NO_x vor, dies entspricht rd. 28 kg/TJ. Die TA Luft begrenzt dagegen die NOx von Gasfeuerungen im Leistungsbereich von 10 bis 100 MWth auf 200 mg/m^3, entsprechend rd. 56 kg/TJ.

Anlagen unter 10 MWth fallen unter die Kleinfeuerungsanlagen-Verordnung (1.BImSchV), die keine Emissionsbegrenzungen für Gasfeuerungen enthält. Die Emissionen solcher Systeme liegen, je nach Brenner- und Kesseltyp, zwischen denen von Heizanlagen und denen von TA Luft-Anlagen.

Zu beachten ist, daß GFAVO und TA Luft die NO_x-Grenzwerte dynamisieren: bei jeder Genehmigung ist der aktuelle Stand der Technik für primäre Minderungsmaßnahmen einzuhalten. Da Erfahrungen mit Abgasrezirkulation auch bei Feuerungen < 50 MWth vorliegen und hiermit Werte unter 100 mg/m^3 realisiert werden können <BERGE 1986>, ist für den EDS STANDARD u.E. bei Feuerungen ab 10 MWth von 100 mg/m^3 bzw. 28 kg/TJ auszugehen.

Für den BEST-Datensatz sind solche Feuerungen heranzuziehen, die durch stöchiometrische Verbrennung den Einsatz von Drei-Wege-Katalysatoren erlauben. Die zur Regelung der Verbrennungsluftzufuhr erforderliche Lambda-Sonde kommt aus Kostengründen u.E. durchaus für Systeme ab 1 MWth in Frage, womit die Regelung trägheitsarm realisiert werden kann. Bei 75 % Konversion von NOx und einer Primärbelastung von 200 mg/m^3 ergeben sich für den BEST-Datensatz Werte von 50 mg/m^3 bzw. 14 kg/TJ für die Feuerung mit geregeltem Drei-Wege-Katalysator. Dies wurde auch schon allein mit gestuften Brennern und Abgasrezirkulation erreicht <HOFBRÄU 1989>.

Andere Schadstoffe

Gasfeuerungen arbeiten praktisch staub- und rußfrei, sodaß der für Kleinfeuerungen typische Staubwert von 0,1 kg/TJ u.E. übernommen werden sollte. CO und Kohlenwasserstoffe sind bei Gasfeuerungen über 1 MWth wegen des extrem guten Ausbrandes und ausreichend großen Feuerräumen von allen fossilen Feuerungsanlagen am geringsten. Sie liegen im Bereich von 1 - 35 kg/TJ für CO und 0,5 - 10 kg/TJ für C_nH_m. Beim BEST-Datensatz werden diese durch den Katalysator noch weiter reduziert.

Motoren-Anlagen (BHKW)

Im Gegensatz zu Gas-Feuerungen entstehen in Gasmotoren sehr hohe NO_x-Mengen, da die Temperatur- und Druckverläufe bei der Verbrennung auf wesentlich höherem Niveau stattfinden und instationärer sind. Bei Rohgasbeladungen von Saugmotoren im Bereich von 1.000 - 3.000 mg/m^3 und bei aufgeladenen Motoren von bis zu 5.000 mg/m^3 müssen Maßnahmen zur Senkung der Emissionen getroffen werden <VDI 1987a>.

Die TA Luft begrenzt bei Gasmotoren (4-Takt) ab 1 MWth Feuerungswärmeleistung NO_x auf max. 500 mg/m^3 entsprechend rd. 157 kg/TJ. Für 2-Takt-Motoren sind dagegen 800 mg/m^3 vorgesehen.

Die 500 mg-Grenze ist mit drei Verfahren einzuhalten <DIETRICH 1985>:

- beim Magerprinzip wird der Motor mit einem brennstoffarmen (mageren) Gemisch betrieben, wodurch die primäre NO_x-Bildung minimiert werden kann, aber CO- und C_nH_m-Emissionen ansteigen
- das SCR-Verfahren entspricht dem bei Kohlefeuerungen, allerdings müssen die Katalysatoren gegen die starke mechanische Belastung im Abgas des Verbrennungsmotors beständig sein
- der Drei-Wege-Katalysator kann bei Lambda-1-Betrieb eingesetzt werden, d.h. bei stöchiometrischer Verbrennung (sauerstofffreies Abgas), und reduziert einerseits NO_x zu N_2 und H_2O, oxidiert aber parallel auch CO und C_nH_m

Magermotoren erreichen derzeit in der Regel NO_x-Werte von 250-400 mg/m^3, sodaß für den Datensatz STANDARD bei diesen Motoren u.E. von 400 mg/m^3 entsprechend rd. 125 kg/TJ auszugehen ist.

Das SCR-Verfahren wird in der Regel eingesetzt, um große Gasmotoren zu entsticken (<VDI 1987a>, <IWU 1988>), und kann bei 80 % Konversionsrate und 2.000 mg/m^3 Rohgasbeladung ebenfalls 400 mg/m^3 gleich 125 kg/TJ einhalten <HANDROCK 1986>.

Der 3-Wege-Katalysator läßt NO_x-Konversionen über 95 % zu (<BERGE 1986>, <FICHTNER 1988>, <ROSTEK/WÖLTING 1985>), sodaß im STANDARD-Datensatz u.E. 200 mg/m^3 entsprechend rd. 63 kg/TJ anzusetzen sind.

Für den Datensatz BEST kommen Gasmotor-BHKW mit 3-Wege-Kat in Frage, die durch gezielte Gemischaufbereitung und großzügige Katalysatorauslegung NOx-Werte von unter 50 mg/m^3 erzielen, dies entspricht rd. 16 kg/TJ (<BERGE 1986>, <MAN 1986>, <PAULI 1988>). Damit können die BHKW trotz Stromerzeugung sogar am Standort geringere NO_x-Werte erzielen als moderne Gasheizungen und so zu drastischen Immissionsverbesserungen führen. In Zürich sind die BEST-Werte für Gas-BHKW als Grenzwerte vorgeschrieben <PAULI 1988>.

Weiterhin sind Magermotoren verfügbar, die ohne Katalysator NO_x-Werte um 200 mg/m^3 einhalten. Daher sind für mittlere Motoren als BEST-Wert 63 kg/TJ anzusetzen.

Für große Gasmotoren mit SCR-DeNOx dagegen kann derzeit kein schärferer Wert als 200 mg/m^3 angenommen werden, da weder Senkungen der Primärbelastung unter 2000 mg/m^3 noch Abscheideraten > 80 % dem Stand der Technik entsprechen <ROSTEK 1987>. Auch in BEST sind daher für große Gasmotoren 63 kg/TJ als NO_x-Emissionsfaktor anzusetzen.

Andere Schadstoffe

Gasmotoren arbeiten weitgehend staub- und rußfrei, eingerechnet werden muß aber Ruß aus Schmieröl und Katalysator-Abrieb, sodaß als typischer Staubwert mit 2 kg/TJ gerechnet werden sollte.

CO und Kohlenwasserstoffe sind bei Motoren über 1 MWth von der TA Luft reguliert. Je nach Minderungskonzept für NO_x werden auch CO und C_nH_m beeinflußt:

- beim Magerkonzept ist die NO_x-Reduktion mit einer gesteigerten CO- und C_nH_m-Freisetzung verbunden, die aber durch kostengünstige metallische und keramische Oxidations-Katalysatoren beherrscht werden kann
- bei der SCR-Technik, die zur Minimierung des NH_3-Verbrauchs ebenfalls auf Magermotoren setzt, können ebenfalls preisgünstige Ox-Kats zur deutlichen Senkungen der CO- und C_nH_m-Werte führen, sodaß die TA Luft eingehalten werden kann
- der 3-Wege-Kat erzielt 80 - 95 %ige Konversionen auch bei CO und C_nH_m, sodaß hier die TA Luft-Werte unterschritten werden

Gasturbinen-Systeme

GFAVO und TA Luft beziehen die Emissionsgrenzwerte für Gasturbinen auf trockenes Abgas im Normzustand (0 °C, 1013 hPa) bei 15 Vol.% O_2. Die damit verknüpfte Abgasverdünnung bedeutet, daß 100 mg/m^3 bei Gasturbinen (15 Vol.% O_2) gleichzusetzen sind mit rd. 267 mg/m^3 bei Gasmotoren (5 Vol.% O_2).

Die TA Luft begrenzt die NO_x-Emissionen von Gasturbinen mit mehr als 60.000 m^3/h Abgasvolumen (entsprechend rd. 16 MWth) auf 300 mg/m^3, woraus sich rd. 258 kg/TJ als Emissionsfaktor ergeben. Diesen Wert können moderne Turbinen allein durch optimierte Brennkammergeometrie und Luftzuführung - also primäre Maßnahmen - einhalten bzw. deutlich unterschreiten <ROSTEK 1986>. Für Gasturbinen dieser Leistungsklasse ist aber die Eindüsung von Wasser oder Dampf als Stand der Technik anzusehen, womit sich NO_x-Werte um 100 mg/m^3 problemlos einhalten lassen <ROSTEK 1986 + 1987>, oder aber die Verwendung von homogener Brennstoff/Luft-Vormischung, bei der Emissionswerte unter 100 mg/m^3 erzielbar sind <PREAG 1989>. Daher ist für Gasturbinen > 16 MWth im EDS STANDARD von 83 kg/TJ als NO_x-Emissionsfaktor auszugehen.

Für Anlagen mit einem Abgasvolumenstrom < 60.000 m^3/h sieht die TA Luft als NOx-Grenzwert 350 mg/m^3 vor. Wie oben ausgeführt, erreichen moderne Gasturbinen schon mit Primärmaßnahmen aber Werte um 200 mg/m^3, sodaß für solche Anlagen im EDS STANDARD ein Emissionsfaktor von 166 kg/TJ für NO_x anzunehmen ist. Dieser Wert kann ohne weitere Minderungstechnik erzielt werden.

Für den EDS BEST dagegen sind die internationalen Betriebserfahrungen mit Wasser- und Dampfeindüsung (<BACT 1988>, <MPS 1989>) sowie Messungen an Gasturbinen z.B. in Kassel und Tübingen heranzuziehen. Danach sind mit Wassereindüsung Minderungen von 50 - 70 %, bezogen auf eine Rohbeladung von 200 mg/m^3, zu erreichen <LÖFFEL 1986>. Für Gasturbinen < 16 MWth gehen wir daher von einer 70 %igen Minderung aus, womit sich 50 kg/TJ ergeben.

Bei größeren Turbinen ist einerseits davon auszugehen, daß die mit Wassereindüsung mögliche Minderung voll ausgenutzt wird. Andererseits ist es in den USA Stand der Technik, größere Gasturbinen mit Wasser/Dampfeindüsung plus nachfolgender $DeNO_x$ auszurüsten, womit sich NO_x-Werte um 25 mg/m^3 entsprechend 20 kg/TJ einhalten lassen <BACT 1988>.

Zudem zeigen Ergebnisse von Gasturbinen im Vormisch-Betrieb aus den USA <SMITH/ANGEL-LO/KURZYNSKE 1988> und der BRD <PREAG 1989>, daß NO_x-Werte um 25 mg/m^3 allein mit Primärmaßnahmen erzielt werden können.

Staub

Gasturbinen arbeiten weitgehend staub- und rußfrei, sodaß u.E. von 5 mg/m^3 als typischem Staubwert ausgegangen werden kann, dies sind rd. 4 kg/TJ. Im BEST-Fall kann die Emission um 50 % reduziert werden, womit sich 2 kg/TJ ergeben.

Wärmepumpen-Anlagen

Wie schon bei den ölnutzenden Systemen ausgeführt, können die Emissionen der Wärmepumpen (WP) jeweils über den die Exergie liefernden Prozeß bestimmt werden. Für Absorptions-WP (AWP) gelten daher die Werte der Heizungen, während für Motor-Wärmepumpen (MWP) die für BHKW abgeleiteten Emissionsfaktoren - je nach Motortyp und Anlagengröße - anzusetzen sind.

Zusammenfassung der Emissionsdaten gasbefeuerter HKW

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick zu den Emissionsfaktoren, die für Erdgas-HKW als GEMIS-Datensätze abgeleitet wurden.

Tabelle 30 GEMIS-Emissionsfaktoren für Gas-HKW

Typ/	Leistung	SO_2	NO_x	Staub	SO_2	NO_x	Staub
Anlage	[MW]	EDS STANDARD			EDS BEST		
Feuerung	1-100	0,3	28	0,1	0,3	14	0,1
Feuerung	> 100	0,3	28	0,1	0,3	14	0,1
Gasmotor[1]	< 1	0,3	63	2	0,3	16	2
Gasmotor[2]	> 1	0,3	125	2	0,3	63	2
Gasmotor[3]	> 5	0,3	125	2	0,3	63	2
Gasturbine	< 16	0,3	166	4	0,3	50	2
Gasturbine[4]	> 16	0,3	83	4	0,3	20	2

(in [kg/TJ], bezogen auf Brennstoff-Heizwert)

Anmerkungen:

1 = 3-Wege-Katalysator

2 = Magerbetrieb

3 = SCR-Entstickung

4 = NO_x-arme Brennkammer bzw. Wasser-Eindüsung+DeNO_x oder Vormischung (BEST)

Exkurs 1: Emissionsbetrachtung bei der Kraft-Wärme-Kopplung

Bei der herkömmlichen Verstromung von Brennstoffen in thermischen Kraftwerken liegt das Ziel in einer maximalen Umsetzung der Brennstoffenergie in Strom. Um dies zu erreichen, muß die nicht umgesetzte Energie als Wärme mit möglichst geringer Temperatur abgeführt werden. Da aus physikalischen Gründen mit heute verfügbaren Kraftwerkstechniken bei Dampfturbinen nur rd. 35-41 % der im Brennstoff enthaltenen Energie zu Strom umgesetzt werden können <ADRIAN/QUIT-TEK/WITTCHOW 1986>, müssen die restlichen 59-65 % Brennstoffenergie als nicht weiter nutzbare Abwärme mit Temperaturen um 30 °C an die Flüsse oder die Atmosphäre abgegeben werden. Bei reinen Gasturbinen sind derzeit rd. 36 % elektrischer Wirkungsgrad möglich, mit höheren Gaseintrittstemperaturen und hochtemperaturfesten Werkstoffen könnten zukünftig auch Werte um 42 % erzielt werden. Kombinierte Gas-Dampf-Turbinen-Kraftwerke (GuD-Anlagen) erreichen heute elektrische Wirkungsgrade um 41 % <KEHLHOFER ET AL 1984>.

Bei motorgetriebenen Stromerzeugern (Gas-Otto- bzw. Dieselmotoren) sind derzeit elektrische Wirkungsgrade um 35 % möglich, durch verbesserte thermodynamische Schaltungen können zukünftig Werte von 43 % (Bottoming Cycle) bis zu 48 % (Turbo-Compound-Zyklus) erzielt werden <SCHMILLING 1987>.

Das Prinzip der KWK beruht bei Dampfkraftwerken darauf, die Abwärme mit höheren Temperaturen aus dem Stromerzeugungsprozeß auszukoppeln. Hierbei muß auf einen kleinen Teil der Stromerzeugung verzichtet werden, d.h. es kann nicht das Ziel der maximalen Stromausbeute verfolgt werden. Dafür kann aber die gewonnene Abwärme wegen ihrer höheren Temperatur (70 - 130 °C) nun zu Wärmeverbrauchern transportiert und dort zu Heizzwecken genutzt werden. Damit steigt die Energieausnutzung auf über 80 % an <KEHLHOFER 1984>.

Die Umweltbetrachtung bei KWK-Systemen muß nun beachten, daß dieses Energiesystem zwei verschiedene Nutzenergien anbietet - Strom und Wärme. Bei üblichen Vergleichen werden Heizsysteme gegenübergestellt und alle Umweltaspekte - soweit quantifizierbar - auf eine Nutzwärmeeinheit normiert.

Für wärmeseitig betrachtete KWK-Systeme hat sich das Verfahren eingebürgert, den parallel zur Wärme erzeugten Koppelstrom "gutzuschreiben", d.h. die Emissionsmenge abzuziehen, die bei der Erzeugung der selben Strommenge in einem Kondensationskraftwerk emittiert worden wäre.

Diese Stromgutschrift wird in der Regel auf der Basis von Mittellast-Kraftwerken (Steinkohle) bestimmt, da der KWK-Strom parallel zur Heizwärmeabgabe bereitsteht und die Wärmenutzung Mittellast-Charakter aufweist (bei industrieller KWK zur Bereitstellung von Prozeßwärme für 3-Schicht-Betriebe eher Grundlast).

Aufgrund der Stromgutschrift tritt z.B. bei gasbetriebenen KWK-Anlagen der Effekt auf, daß die über die Stromerzeugung eingesparten Emissionsmengen an CO_2, SO_2 und Staub größer sind als die Gesamtemissionen der KWK-Anlage, sodaß je Nutzwärme-Einheit die negativ in der Bilanz erscheinenden Werte für die Emissionen vermieden werden. Bezogen auf eine Gesamtbetrachtung bedeutet dies, daß für eine Wärmemenge Q1 und eine Strommenge k*Q1 (mit k = Stromkennzahl der KWK-Anlage), die vom KWK-System bereitgestellt werden, insgesamt weniger Emissionen freiwerden als alleine bei der Bereitstellung der Strommenge k*Q1 in einem Steinkohle-Kondensationskraftwerk. Die Emissionsbilanz bedeutet damit, wenn sie kleiner Null ist, daß eine reale Einsparung durch den Einsatz des KWK-Systems gegenüber dem Kondensationskraftwerk erzielt werden kann.

Neben dieser Möglichkeit zur Betrachtung können die Emissionen von KWK-Systemen auch strombezogen normiert werden. Hierbei werden die Gesamtemissionen der Anlage der Stromerzeugung zugerechnet und dann die Emissionen abgezogen, die bei der Erzeugung der aus dem KWK-System ausgekoppelten Wärme durch ein anderes Heizsystem angefallen wären (Wärmegutschrift). Diese Betrachtung geht somit analog zur wärmeseitigen Normierung vor.

Als Wärmegutschrift ist in der Regel ein mit leichtem Heizöl betriebenes Zentralheizsystem anzusetzen ode rein Mix von Gas- und Heizöl-Feuerungen, da diese Anlagen bevorzugt durch KWK-Systeme ersetzt werden. Bei industriellen KWK-Anlagen kann wegen der ausgekoppelten Prozeßwärme auch eine Wärmegutschrift auf der Basis von schwerem Heizöl oder Kohle erfolgen.

Die vorstehend genannten Betrachtungsmöglichkeiten für KWK-Systeme wurden im GEMIS-Programm berücksichtigt (vgl. Kapitel B-5).

Exkurs 2: Umweltbeltbelastungen und Immissionen

Die lokalen Umweltaspekte der KWK sind hinsichtlich der Emissionen in der Regel ungünstiger als reine Heizsysteme, da der Brennstoffaufwand für die anteilige Stromerzeugung dem - allerdings geringen - der KWK-Wärmebereitstellung zuzurechnen ist, um die lokale Emissionsmenge zu bestimmen.

Vor Ort emittieren KWK-Anlagen daher insgesamt in der Regel deutlich mehr Schadstoffe als Heizanlagen, eine Ausnahme hiervon bilden gasbetriebene KWK-Systeme bei der Betrachtung mit dem BEST-Datensatz. Dies liegt daran, daß die über die Stromgutschrift verrechneten Emissionen von Kondensationskraftwerken üblicherweise außerhalb des Gebietes eingespart werden, in dem das KWK-System steht, sodaß die "vor-Ort"-Bilanz der Emissionen ungünstig ist. Ausnahmen von dieser Situation bilden die industriellen Ballungsräume (z.B. Städte des Ruhrgebiets, Berlin, Hamburg), in denen auch große Kondensationskraftwerke betrieben werden (<JANSEN 1985>, <WINJE 1983>).

Immissionsseitig dagegen wirken KWK-Anlagen trotz Stromerzeugung in der Regel vor Ort entlastend, vor allem dann, wenn sie für den Emissionsdatensatz "BEST" betrachtet werden. Dieser Effekt wird durch die gegenüber konventionellen Heizsystemen großen Freisetzungshöhen, Emissionsmassenströme und Abgasgeschwindigkeiten erreicht, also einer besseren Verteilung der Schadstoffe (<BROSE 1984>, <JANSEN 1985>, <SCHMIDT/KIM 1983>, <TÜV 1986>).

Bei ungünstigen Ausbreitungsbedingungen in Verbindung mit den - gesundheitlich besonders relevanten - Kurzzeitbelastungen sind diese Vorteile allerdings nur noch gering bis nicht mehr vorhanden, wenn die Systeme nicht für den BEST-Emissionsdatensatz betrachtet werden, sondern für STANDARD <JANSEN 1985>.

2.1.6 Emissionen von Müllverbrennungsanlagen

Die folgende Erörterung bezieht sich auf Hausmüll-Verbrennungsanlagen (MVA), wobei insbesondere der Vergleich dieses Heizsystems mit einer Anlage zur Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) auf der Basis des konventionellen fossilen Brennstoffs Steinkohle interessiert. Wir gehen dabei allein auf neue Anlagen ein, da die Problematik vorhandener MVA den Rahmen des Projektes sprengen würde.

Unter Hausmüll wird die gesamte Reststoffmenge verstanden, die als Abfall in den Privathaushalten der BRD anfällt. Nicht behandelt werden im Rahmen dieses Arbeitspaiers die Mengen an sogenanntem Sondermüll sowie industriell/gewerblichen Reststoffe, die als Sonderbrennstoffe gelten (z.B. Sulfitablauge).

Diese Diskussion ersetzt nicht die Bewertung der Hausmüll-Verbrennung unter den Gesichtspunkten der Abfallwirtschaft, sondern erfolgt allein unter dem der Umweltanalyse von Systemen zur Energiebereitstellung. Sofern MVA aus abfallwirtschaftlichen Gründen - unter Einbeziehung einer vergleichenden Umweltanalyse von abfallwirtschaftlichen Alternativen - "ohnehin" gebaut werden, sind alle Umweltaspekte der Abfallseite zuzurechnen.

Unter dieser Bedingung wäre die hier vorgelegte Analyse nicht anwendbar, da dann die Energiebereitstellung als Abwärmenutzung zu verstehen und damit der Abwärmenutzung von industriellen Prozessen gleichzustellen wäre.

Dies setzt allerdings voraus, daß die MVA als thermische Entsorgung gesehen wird und nicht als thermische Verwertung. Insoweit entfalten sich dann u.E. Wirkungen für die abfallrechtliche Einordnung von MVA: sie wäre nur für die Abfallmengen einzuplanen, die nicht vermieden oder (stofflich) verwertet werden können.

Brennstoffeigenschaften von Hausmüll

Als Ausgangspunkt für die Diskussion von Umweltaspekten dient die Definition eines "Standard-Hausmülls". Hierzu wurden die bundesweiten Hausmüllanalyse des Umweltbundesamtes <UBA 1983> und andere Literatur (<BILITEWSKI/ HÄRDTLE/ MAREK 1985>, <THOME-KOZMIENSKY 1985>) herangezogen.

Nach diesen Arbeiten besteht Hausmüll im Rohzustand zu rd. 33 % aus Wasser, etwa 23 % Gesamt-Kohlenstoff und rd. 25 % Asche/Inertfraktion. Die restlichen 5 % verteilen sich auf Wasserstoff, Schwefel, Stickstoff und Halogene.

Als Standard-Heizwert ergibt sich aus einem GEMIS-Rechenlauf der Wert von 8,4 MJ/kg (i.roh), was gut mit den Daten des UBA übereinstimmt. Aus der GEMIS-Verbrennungsrechnung folgt ein spezifisches Abgasvolumen von rd. 0,57 m^3/MJ bei 11 Vol.% O_2 (trockenes Abgas im Normzustand). Somit ist Hausmüll ein heizwertarmer Brennstoff mit einem hohen energiespezifischen Abgasvolumen.

Konventionelle Schadstoffe

Die im folgenden diskutierten Emissionswerte für klassische Schadstoffe beziehen sich jeweils auf trockenes Abgas im Normzustand (1013 hPa, 0 °C) bei einem Sauerstoffgehalt von 11 Vol.%. Weiterhin wird die statistische Definition nach TA Luft (Halbstundenmittelwerte mit Klassierung) unterstellt.

Aus den in der folgenden Tabelle genannte Grenzwerten der TA Luft können theoretische Emissionsfaktoren ausgerechnet werden, die ebenfalls aufgeführt sind.

Tabelle 31 MVA-Emissionsgrenzwerte nach der TA Luft

	Grenzwert	**Emissionsfaktor**
	[mg/m^3]	**[kg/TJ_{input}]**
SO_2	100	57
NO_x*)	500	285
Staub	30	17
CO	100	57
HCl	30	17
HF	2	1
Pb	1,0	0,57
Cd	0,05	0,03
Hg	0,10	0,06

*) = Primärmaßnahmen nach dem Stand der Technik gefordert

Da aber die realen Betriebsbedingungen für Neu-MVA nicht nur durch die TA Luft-Werte bestimmt werden, sondern auch technisch/betriebsmäßigen Einflüssen unterliegen, sind die Schadstoffe einzeln zu diskutieren.

Schwefeldioxid

Die TA Luft gibt als Emissionsgrenzwert für SO_2 100 mg/m^3 an, entsprechend 57 kg/TJ Brennstoffinput. Der Standard-Hausmüll ergibt eine rechnerische Rohgasbeladung von rd. 1660 mg/m^3, d.h. die Rauchgasreinigung (RGR) muß einen Mindest-Wirkungsgrad von 94 % aufweisen.

Für den EDS STANDARD ist dagegen von den realen Betriebswerten von nassen RGR auszugehen, die im alkalischen Bereich gefahren werden. Solche RGR-Systeme können in der Regel über 95 % des SO_2 abscheiden und SO_2-Werte unter 70 mg/m3 erzielen. Das Umweltbundesamt gibt für moderne Neuanlagen einen Emissionsfaktor von 40 kg/TJ entsprechend rd. 70 mg/m^3 an <BARNISKE 1985>. Somit ist im EDS STANDARD von 40 kg/TJ als SO_2-Emissionsfaktor anzusetzen.

Dieser Wert liegt immernoch deutlich über den mit moderner Abgasreinigungstechnik erreichbaren Grenzwerten. In mehreren Genehmigungsverfahren für MVA wurden daher wesentlich niedrigere Grenzwerte (um 30 mg/m^3) gefordert.

Hersteller garantieren nach <TABASARAN 1987> Werte von 25 mg/m^3, nach <REIMER 1988> Werte unter 30 mg/m^3. Daher ist als SO_2-Emissionsfaktor im EDS BEST für MVA mit verbesserter Abgasreinigungstechnik 17 kg/TJ anzusehen.

Halogene

Die TA Luft gibt als Emissionsgrenzwerte für HCl 30 mg/m^3 und für HF 2 mg/m^3 vor. Im EDS STANDARD werden wegen der relativ hohen Abscheideleistungen für SO_2 auch bei den Halogenen bessere Reinigungsleistungen auftreten, als dies nach der TA Luft gefordert wird.

Bei Zugrundelegung der Brennstoffinventare ergeben sich Rohgasbeladungen im Abgas der MVA (HCl: rd. 620 mg/m3, HF rd. 22 mg/m^3), aus denen sich bei rd. 96 % Abscheidung Emissionsfaktoren ermitteln lassen. Dabei stimmen die sich ergebenden Werte für 96 % Rückhaltung gut mit denen überein, die sich aus den Grenzwerten abzüglich 20 % "Sicherheitsabstand" errechnen.

Somit wird im EDS STANDARD von Emissionsfaktoren für HCl von 14 kg/TJ und für HF rd. 1 kg/TJ ausgegangen.

Diese Werte liegen ebenfalls deutlich höher als bei modernen Rauchgasreinigungen für MVA (um 10 mg/m^3). Hersteller garantieren nach <TABASARAN 1987> schon Werte von 5 mg/m^3 für HCl und 0,5 mg/m^3 für HF, nach <REIMER 1988> werden Werte < 10 rsp. 1 mg/m^3 genannt. Daher ist im EDS BEST als Emissionsfaktor für HCl 6 kg/TJ (rd. 10 mg/m^3) und als HF-Wert 0,3 kg/TJ (rd. 0,5 mg/m^3) anzusetzen.

Stickoxide

In der TA Luft ist eine allgemeine NO_x-Begrenzung auf 500 mg/m^3 vorgesehen. Durch einfache primäre Minderungsmaßnahmen sind bei MVA heute Werte um 400 mg/m^3 möglich, mit aufwendigeren Primärmaßnahmen können MVA schon heute NOx-Werte von 300 mg/m^3/m3 erreichen <HORCH/CHRISTMANN 1985>.

Diese letztgenannten Primärmaßnahmen führen wegen der Bildungseigenschaften von NO_x zu einer lokalen Absenkung der Flammtemperaturen sowie zu unterstöchiometrischer Verbrennung in Teilen des Rostes, womit die Bildung von (halogen) organischen Schadstoffen begünstigt wird.

Diese weitgehende Minderungstechnik widerspricht damit aber dem Minimierungsgebot der TA Luft für kanzerogene Stoffe (2.1.3 TA Luft) und dem für organische Verbindungen besonderer Relevanz (3.1.7 TA Luft), wie schon argumentiert wurde <ÖKO-INSTITUT 1988>.

Anstelle von weitgehenden Primärmaßnahmen ist daher u.E. eine Kombination von einfacher Primär- plus sekundäre Entstickung zu wählen. Die Sekundär-DeNOx kann nach der Abgasreinigung durch SCR-Technik bzw. im heißen Rohgas mittels NSCR-Technik (EXXON, NOXOUT) erfolgen, wobei DeNOx-Raten von 50-80 % erzielt werden können <FICHTNER 1988b>.

Dies wurde auch schon in Genehmigungsverfahren so gesehen:

- für die MVA in Darmstadt wurde eine Entstickung zur Auflage gemacht, wobei 100 mg/m^3 einzuhalten sind
- in der MVA Bonn-Nord wird ab 1.1.1991 ein Grenzwert von 100 mg/m^3 gefordert, der nur mit sekundärer $DeNO_x$ zu erreichen sein wird.

Daher ist als NO_x-Wert 100 mg/m^3 für neue Anlagen im EDS STANDARD anzusetzen, entsprechend 57 kg/TJ.

Für den EDS BEST kann wegen fehlender Betriebserfahrungen mit DeNOx für MVA kein niedrigerer Wert angenommen werden, sodaß der Emissionsfaktor des EDS STANDARD übernommen wird.

Staub

Die TA Luft begrenzt die Staub-Emissionen auf max. 30 mg/m^3, entsprechend 17 kg/TJ. Da die Entstaubung neben der eigentlichen Partikelfilterung (Elektro- oder Gewebe-Filter) auch von der hier unterstellten Naß-Reinigung (bzw. Sprühtrocknung-Wäscher-Kombination) geleistet wird, sind die hinter der RGR zu erwartenden Staubwerte zu beachten. Diese liegen bei den o.g. kombinierten RGR mit Aerosolabscheider um 20 mg/m^3. Daher gehen wir im EDS STANDARD von einem Staub-Emissionsfaktor von rd. 11 kg/TJ aus.

In Genehmigungsverfahren für neue MVA wurden dagegen schon schärfere Grenzwerte festgesetzt (um 10 mg/m^3), Hersteller garantieren mittlerweile schon Werte unter 10 mg/m^3 (TABASARAN 1987, REIMER 1988). Daher ist im EDS BEST von 10 mg/m^3 bzw. 6 kg/TJ auszugehen. Im EDS BEST ist außerdem zu beachten, daß nach der nassen Abscheidestufe (vgl. oben bei SO_2) ein weiteres Filter geschaltet werden kann, das verbleibende Feinstäube minimiert. Je nach RGR-System kann dies ein nasses E-Filter oder ein Gewebeentstauber sein. Damit sind Reingas-Staubwerte < 5 mg/m^3 möglich, allerdings liegen bislang keine gesicherten Betriebserfahrungen vor, sodaß die o.g. Werte den derzeitigen Stand beschreiben, der sich aber ggf. in den nächsten Jahren noch um den Faktor 2-10 verbessern könnte.

Zusammenfassung zu klassischen Schadstoffen

Die folgende Tabelle zeigt die Emissionsfaktoren der EDS im Überblick, wobei zusätzlich die Tagesmittelwerte des Abf-VO-Entwurfs angegeben wurden <BMU 1988>.

Tabelle 32 GEMIS-Emissionsfaktoren für MVA

	EDS STANDARD	EDS BEST	Abf-VO
SO_2	40	17	29
NO_x	57	57	171
Staub	11	6	6
HCl	14	6	6
HF	1	0,3	0,6

(in [kg/TJ], bezogen auf den Brennstoff-Heizwert)

Organische Schadstoffe

Über die oben diskutierten klassischen Schadstoffe hinaus gehören weitere Emissionen zur Betrachtung von Umweltaspekten der Müllverbrennung. Einerseits sind dies Schwermetalle, die weiter unten diskutiert werden, andererseits die sogenannten organischen Schadstoffe. Hierunter wird eine sehr heterogene Gruppe von Verbindungen verstanden, die organische C-Verbindungen enthalten. Dies sind C_nH_m (z.B. PAH) im Milligram-Bereich sowie halogenierte Kohlenwasserstoffe im Mikro- und Nanogramm-Bereich.

Quantitative Abschätzungen der Emissionen dieser Stoffe sind wegen der starken Brennstoff-, Anlagen- und Betriebsabhängigkeit sowie Meßproblemen mit großer Vorsicht zu betrachten. Dennoch herrscht Einigkeit darüber, daß bei MVA organische Stoffe in Spuren emittiert werden.

Da im GEMIS-Projekt wegen Vergleichbarkeits- und Übertragungsproblemen keine quantitativen Abschätzungen nichtklassischer Schadstoffe versucht werden sollen, sind die wichtigsten qualitativen Aspekte dieser Stoffgruppe in Verbindung mit MVA zu diskutieren.

Zu den organischen Emissionen von MVA zählen die polychlorierten Dibenzodioxine und -furane (PCDD/F), darunter das Sevesodioxin (2,3,7,8-TCDD). Diese Verbindung ist akut toxisch und hat karzinogene, teratogene und immunsuppressive Wirkungen <HLFU 1988>. Auch andere Dioxine und Furane können ähnlich starke Schadwirkungen haben, allerdings wird für die Mehrzahl der PCDD/F eine geringere spezifische Schädigung unterstellt. Da diese anderen PCDD/F aber z.T. in deutlich höheren Mengen auftreten, kann das Gesamt-Schadenspotential der Dioxin/Furane auch durch nicht-2,3,7,8-substituierte Verbindungen erheblich bestimmt werden.

Dioxinbildung in Hausmüllverbrennungsanlagen

Durch Müllverbrennung können PCDD/F auf verschiedenen Wegen in die Umwelt gelangen:

- im Inventar sind bereits Dioxine oder Furane enthalten, die Verbrennung in der MVA bei 800 °C werden sie nicht - zumindest nicht vollständig - zerstört.
- Vorläuferverbindungen (precursor) sind im Müll, die durch die Verbrennung zu PCDD/F umgewandelt werden.
- Chlorverbindungen reagieren mit organischen Molekülen an metallischen Katalysatoren (z.B. Kupfer) zu Dioxinen und Furanen, werden also synthetisiert ("De-Novo-Synthese").

Eine ausführliche Diskussion dieser Phänomene geben z.B. <ÖKO-INSTITUT 1988> und <VDI 1987b>. Daraus ist der Schluß zu ziehen, daß derzeit keine geeigneten Maßnahmen bekannt sind, die sicher eine Bildung bzw. Freisetzung von Dioxinen und Furanen verhindern. Allenfalls möglich scheint eine Begrenzung, wobei die erzielbaren Werte derzeit umstritten sind. Ob und wieweit Maßnahmen wie Aussortierung von Metallen und Kunststoffen, die zu einer deutlichen Reduktion der PCDD/F-Bildung führen <ÖKO-INSTITUT 1988>, durchgesetzt und realisiert werden können, ist heute nicht zu entscheiden. In mehreren Genehmigungsverfahren für neue MVA wurden entsprechende Forderungen erhoben, aber bislang von den Behörden nicht in Bescheiden umgesetzt.

Emissionen anderer organischer Spurenstoffe

Über PCDD/F hinaus emittieren MVA eine große Zahl weiterer organischer Verbindungen, darunter besonders bromierte Dioxine/Furane, polychlorierte Naphthaline, Fluoranthene, Pyrene, Benzole, Benzonitrile und Biphenyle.

Eine Übersicht zu Daten über Emissionen von organischen Schadstoffen aus MVAs gibt <ÖKO-INSTITUT 1988>. Diese Zusammenstellung zeigt, daß aus MVA PCDD/F in beträchtlichen Mengen emittiert werden kann, und auch die modernsten Anlagen im Abgas 2,3,7,8-TCDD-Äquivalent-Konzentrationen aufweisen, die oberhalb des schwedischen Grenzwertes von 0,1 ng/m^3 liegen.

Schwermetalle

Über die organischen Schadstoffe hinaus sind die Schwermetalle als nichtklassische Schadstoffgruppe für MVA relevant. Im Hausmüll sind Schwermetalle insbesondere in den Kunststoff-, Organik- und Metallfraktionen sowie in der Siebfraktion < 8 mm enthalten (<LORBER 1983>, <UBA 1983>). Da bislang keine Aussortierung der Kunststoffe oder der Metalle in nennenswertem Umfang geplant ist, wird auch in Zukunft dieses Inventar bei MVA zu erwarten sein (EDS STANDARD).

Quantitative Angaben über die Inventare schwanken naturgemäß wegen der inhomogenen Zusammensetzung des Hausmülls regional und saisonal. Nach der bundesweiten Hausmüll-Analyse und nachfolgenden Arbeiten sind folgende Inventare an Schwermetallen zu unterstellen:

Tabelle 33 Schwermetallinventare im Hausmüll

Schwermetall	Mittelwert	Schwankungsbreite
Pb	399	178-639
Zn	521	456-613
Cd	3,5	3-5
Hg	0,64	0,4-1,1

(in [g/t] Müll, nach <UBA 1983>)

Die Freisetzung dieser Inventare ist stark anlagen- und betriebsabhängig. Typische Werte für moderne Anlagen <BARNISKE 1985>, die TA-Luft-Grenzwerte sowie die des Abf-VO-Entwurfs <BMU 1988> zeigt folgende Übersicht.

Tabelle 34 Schwermetallemissionen von MVA

Schwermetall	moderne MVA	TA Luft	Abf-VO
Pb	0,1	0,57	-
Cd	0,02	0,03	0,06
Hg	0,06	0,06	0,06

(in [kg/TJ], bezogen auf Brennstoff-Heizwert)

Die hier genannten brennstoffbezogenen Werte sind mit denen anderer Heizkraft-Systeme zu verglei-chen, wobei die kohlebetriebenen Anlagen in Relation zu den anderen fossilen Brennstoffen am ehe-sten schwermetallrelevant sind. Die folgende Tabelle zeigt eine Gegenüberstellung der Emissionsfak-toren von modernen MVA und Steinkohle-Heizkraftwerken (nach <BARNISKE 1985>):

Tabelle 35 Schwermetall-Emissionen von MVA und Kohle-HKW

Schwermetall	MVA	Steinkohle-HKW	MVA/HKW
Pb	0,1	0,003	33
Cd	0,02	0,001	20
Hg	0,06	0,001	60

(in [kg/TJ], bezogen auf Brennstoff-Heizwert)

Diese Übersicht belegt, daß - unter Beachtung der Schwankungsbreiten - allein von den brennstoffbezogenen Emissionsfaktoren her der Wärme aus MVA etwa um den Faktor 10-100 mehr Schwermetalle zuzurechnen sind.

Durch aufwendigere Gasreinigung, insbesondere bessere Aerosol- und Feinststaub-Minderung, sowie vorgelagerte Maßnahmen zur Reduzierung des Schwermetall-Inputs (Aussortierung von Kunststoffen und Metallen) könnte in Zukunft eine Reduktion der Emissionen um rd. den Faktor 10 möglich werden (EDS-BEST), allerdings sind entsprechende Maßnahmen auch vice versa bei den Kohle-HKW möglich (Gewebeentstauber, optimierte Naßwäschen). Daher wird das Verhältnis der brennstoffbezogenen Emissionsfaktoren bei Schwermetallen auch unter BEST-Bedingungen weiterhin 1-2 Größenordnungen zulasten der MVA betragen.

Exkurs 3: "Thermische Verwertung" durch MVA

Die Diskussion um die Errichtung neuer MVA wird u.a. mit dem Argument geführt, daß durch die MVA eine energetische Verwertung des Hausmülls erfolge und die Anlage eine umweltfreundliche Bereitstellung von Strom und Fernwärme ermögliche. Dies soll im folgenden kurz diskutiert werden.

Energetische Kenngrößen

Über die Brennstoffkenngrößen und Emissionswerte der Anlagen hinaus sind auch die Unterschiede in thermischen Nutzungsgraden und Stromkennzahlen von MVA und Kohle-HKW zu berücksichtigen (vgl. folgende Tabellen). Die energetischen Kenndaten des Müll-HKW wurden dem RWE-Müllheizkraftwerk Essen-Karnap angelehnt <HERBERT 1985>, die als optimistische Werte gegenüber anderen Anlagen (z.B. Bonn-Nord, Darmstadt) gelten können.

Die energetischen Kenndaten des Steinkohle-HKW wurden dem HKW West in Frankfurt (Block II) entnommen, wobei die Daten im Vergleich zu anderen Neu-Anlagen (z.B. Offenbach, Wuppertal) nicht günstig, sondern eher durchschnittlich liegen.

Tabelle 36 Energiekenndaten der MVA (Gegendruck-Betrieb)

n_{th}	68	[%]
n_{el}	5	[%]
Stromkennzahl k	0,08	[MW_{el}/MW_{th}]

Tabelle 37 Energiekenndaten eines mittleren Kohle-HKW (Gegendruck-Betrieb)

n_{th}	0,54	[%]
n_{el}	0,30	[%]
Stromkennzahl k	0,57	[MW_{el}/MW_{th}]

Ergebnisse des Vergleich der nutzenergiebezogenen Emissionen

Die nutzenergiebezogenen Emissionen für Fernwärme aus der MVA und dem Kohle-HKW wurden mit dem GEMIS-Programm für die Emissionsdatensätze STANDARD und BEST berechnet. Dabei wurde die Schadstoffmenge bestimmt, die zur Bereitstellung von 1 TJ nutzbarer Fernwärmeabgabe und 0,6 TJ Strom emittiert werden. Da die Heizkraftwerke nicht genügend Strom bereitstellen, wird die Differenz aus dem Verbundnetz bezogen. Für die MVA wurde dabei als optimistische Randbedingung angenommen, daß die Fernwärmeabgabe ganzjährig realisiert werden kann. Trotz dieser günstigen Rahmenbedingungen für den nutzenergiebezogenen Vergleich zeigt die Tabelle B-1/38, daß Fernwärme aus MVA mit 2- bis 5 mal mehr klassischen Schadstoffen bereitgestellt wird als die aus neuen Steinkohle-HKW (EDS STANDARD) bzw. in Tabelle B-1/39 sogar bis zu 12 mal mehr im EDS BEST.

Noch höhere Größenordnungen gelten für die nutzenergiebezogenen Schwermetallbelastungen (20-200 fach höher bei MVA) sowie für die anfallenden Reststoffe (vgl. Tab. B-1/40), wo die MVA-Aschemengen über 23 mal höher liegen als bei einem Kohle-HKW.

Tabelle 38 Nutzenergiebezogene Emissionen, EDS STANDARD

	SO_2	HCl	HF	NO_x	Staub
Kohle-HKW					
Standort	101	13	0,7	131	13
Strombezug	-40	-5	-0,1	-11	-4
Summe	**61**	**8**	**0,7**	**120**	**9**
MVA					
Standort	100	35	2,5	143	27
Strombezug	61	5	0,2	75	8
Summe	**161**	**40**	**2,7**	**219**	**36**
Verhältnis MVA/HKW	*3*	*5*	*4*	*2*	*4*

(in [kg], bezogen auf 1 TJ Nutzwärme und 0,6 TJ Strom)

Tabelle 39 Nutzenergiebezogene Emissionen, EDS BEST

	SO_2	HCl	HF	NOx	Staub
Kohle-HKW					
Standort	63	7	0,3	66	7
Strombezug	-40	-5	0,1	-11	-4
Summe	**23**	**2**	**0,4**	**55**	**2**
MVA					
Standort	43	14	0,6	143	15
Strombezug	61	5	0,2	75	8
Summe	**104**	**20**	**0,9**	**219**	**23**
Verhältnis MVA/HKW	*4.5*	*12*	*2*	*4*	*10*

(in [kg], bezogen auf 1 TJ Nutzwärme und 0,6 TJ Strom)

Tabelle 40 Nutzenergiebezogene Reststoffmengen

Anlage	REA-Rest	Asche
MVA	9000	76400
HKW	2000	3300
Verhältnis MVA/HKW	4.5	23.5

(in [kg], bezogen auf 1 TJ Nutzwärme und 0,6 TJ Strom)

2.1.7 Literatur zu Kapitel 2.1

ADRIAN/QUITTEK/WITTCHOW 1986: Fossil beheizte Dampfkraftwerke, Handbuchreihe Energie Bd. 6, Gräfelfing/Köln

AHLBERG ET AL 1983: Chemical & biological characterization of emissions from coal-and oil-fired power plants, in: Env.Health Persp. vol.47 (1983) S. 85-102

AHMADI 1986: Emissionsverhalten von Ölbrennern kleiner Leistung, in: VDI 1986b, S. 65-78

ALFHEIM ET AL 1983: Mutagenicity in emissions from coal- and oil-fired boilers, in: Env.Health Persp. vol. 47 (1983) S. 177-187

AHLING/LINDSKOG 1982: Emissions of chlorinated organic substances from combustion, in: Chlorinated Dioxins and Related Compounds - Impact on the Environment, O.Hutzinger et al. (eds.), Oxford 1982, p.215-225

ARENHA 1986: Energiekonzept Nienburg/Weser, Reihe Örtliche und regionale Energieversorgungskonzepte Band 9, Bundesforschungsanstalt für Landeskunde und Raumordnung, Bonn

ARENHA 1987: Strohfeuerungsanlage Ebersdorfer Grund, Projektbericht der ARENHA für den Hessischen Minister für Wirtschaft und Technik, Hannover

ANÖ 1986: Fernwärme in Niederöstereich - mit Stroh heizen, Amt der NÖ Landesregierung (ed.), Wien

ASUE 1986a: Erdgas und Umwelt - Referate, Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch, Frankfurt

ASUE 1986b: TA Luft - eine Chance für das Erdgas, Tagungsband, Frankfurt

ASUE 1987: Kraft-Wärme-Kopplung in Industrie und Gewerbe, Frankfurt

AWE 1986: Erdgas im Wettbewerb der Energien um eine saubere Umwelt, F.Awe, in: ASUE 1986a

BACT 1988: Best Available Control Technology (BACT) Determination Data Base 1986-1988, California Air Resource Board, Data Base prints, Sacramento CA

BARNISKE 1985: Stand und Tendenzen, in: THOMÉ-KOZMIENSKY 1985, S.1-23

BATELLE 1987: Emissionsverhalten von Wirbelschichtfeuerungen, Abschlußbericht, im Auftrag des Hessischen Ministers für Umwelt und Energie, Frankfurt

BAUER/SCHMIDT 1985: Automatic wood chip combustion system - assessment of efficiency, pollution output, and economic parameters, in: BioEnergy `84, Vol.IV, p. 69-74

BECHTUM 1986: Schadstoffemission von ölgefeuerten Heizkesseln, in: VDI 1986b, S.103-116

BF 1987: Emissionsmessungen an kohlegefeuerten Hausbrandfeuerstätten insbesondere im Hinblick auf gesundheitsgefährdende Abgasbestandteile, Bergbau-Forschungs-GmbH, UBA-FB-85-130-1 bis 4, Berlin

BERGE 1986: Erdgas und Umweltschutz - Nahwärme - Katalysatoren -Entstickung, in: gwf-gas/erdgas vol. 127 (1986) no. 10/11, S.455-460

BHHK 1987: Holz macht warm - Saubere Umwelt, Bäuerliche Hackschnitzel- und Heizgemeinschaft Kopfing, Kopfing i.I. (Österreich)

BILITEWSKI/HÄRDTLE/MAREK 1985: Grundlagen der Pyrolyse von Rohstoffen, in: Pyrolyse von Abfällen, Thomé-Kozmiensky (ed.), Berlin, S. 1-73

BioEn84: Proceedings of the 1984 Conference on Bio-Energy, Vol.I-IV, H.Egnéus-A.Ellegard (eds.), Göteborg

BMU 1988: Verordnung über Abfallverbrennungsanlagen (Entwurf v.14.11.88), Bundesminister für Umwelt und Reaktorsicherheit, Bonn

BMWF 1986: Anforderungen an Kleinheizanlagen für Prügelholz und Stroh bis 50 kW, Bundesministeriums für Wissenschaft und Forschung, Wien

BPA 1988a: Environmental impacts of advanced biomass combustion systems, Bonneville Power Administration, Portland OR

BPA 1988b: Identification of factors which affects combustion efficiency and environmental impacts from woodstoves, Bonneville Power Administration, Pacific Northwest and Alaska Regional Biomass Energy Program, Portland OR

BPA 1988c: Mitigation measures for minimizing environmental impacts from residential wood combustion, Bonneville Power Administration, Pacific Northwest and Alaska Regional Biomass Energy Program, Portland OR

BPA 1988d: Woodstove emission sampling methods comparability analysis and in-situ avaluation of new technology woodstoves, Bonneville Power Administration, Portland PR

BRANDON/MURRAY 1982: Pellet wood stokers evaluation and testing of available systems, in: RSF 1982, p. 941-964

BRAUN ET AL 1986: Emissionen bei Strohfeuerungen, Beiträge 1/86, Forschungsberichte des Bundesministeriums für Gesundheit und Umwelt, Wien

BRENNDÖRFER 1984: Hat die Strohbrikettierung Zukunft ?, in: Lohnunternehmen vol 39 (1984) no.3, S. 171-176

BRENNDÖRFER 1985: Abschlußbericht zum Pilotvorhaben des Landes Hessen "Strohbrikettiergemeinschaft Aarbergen-Panrod", KTBL, Darmstadt

BRENNDÖRFER 1986: Stroh- und Holzfeuerungen aus heutiger Sicht, in: Landtechnik vol.41 (1986) no.2, p. 88-90

BROCKHAUS/TOMINGAS 1976: Emissionen polyzyklischer Kohlenwasserstoffe bei Verbrennungsprozessen in kleinen Hausheizungsanlagen und ihre Konzentration in der Atmosphäre, in: Staub-Reinhaltung der Luft vol. 36 (1976) Heft 3, S. 96-101

BROSE 1984: Immissionsvergleich zentraler und dezentraler Wärmeversorgungssysteme, in: VDI-Bericht 543, Düsseldorf, S. 233-238

BUSCHULTE 1985: Untersuchungen über die NOx-Reduzierung bei blaubrennenden Haushaltsölbrennern, in: VDI 1985, S. 465-479

CMA 1982: Bereitstellung von Rohholzhackschnitzeln durch die Forstwirtschaft, Centrale Marketinggesellschaft der deutschen Agrarwirtschaft, Bonn

COOPER 1980: Environmental impact of residential wood combustion emissions and its implications, in: JAPCA vol.30 (1980), p. 855-861

DAVIDS 1976: Emissionsfaktoren für Öl- und Gasfeuerungen, in: Staub-Reinhaltung der Luft vol. 36 (1986), S. 91-95

DAVIDS ET AL 1985: Luftreinhaltung bei Kraftwerks- und Industriefeuerungen, in: BWK vol. 37 (1985) Nr.4, S. 160-168

DAVIDS/LANGE 1984: Die Großfeuerungsanlagen-Verordnung - Technischer Kommentar, Berlin

DAVIDS/LANGE 1986: Die TA Luft - Technischer Kommentar, Berlin

DEIZLER 1985: Stickstoffoxide bei gasgefeuerten Heizungskesseln im Leistungsbereich unter 116 kW, in: Die Industriefeuerung Bd. 32 (1985), S. 35 ff

DEQ 1985: Oregon`s woodstove certification program, J.Kowalczyk/B.J.Tombleson (Oregon Dep.Environm.Quality), in: JAPCA vol. 35 no 6 (1985), p. 619-625

DFVLR 1984: Emissionen von Öl-, Kohle- und Gaskesselheizungen, Klaiß/Friedrich/Nitsch, in: VDI 1984, S. 101-132

DIETRICH 1985: Katalytische Abgasreinigung stationärer MWM-Otto-Gasmotoren, in: VDI 1985, S. 239-246

EBFE 1986: Handbuch der Holzheizung, Eidgenössisches Bundesamt für Energiewirtschaft (EBFE), Schriftenreihe Studie Nr. 38, Bern

EBI 1982: Polyzyklische Aromaten, Benzol und andere Schadstoffe in den Abgasen eines Kohleofens mit 7 kW Nennleistung, Engler-Bunte-Institut, Karlsruhe

EGGERSLÜSS 1985: Demonstrationsvorhaben "Gemeinschaftsstrohheizung", 1. Zwischenbericht, Landwirtschaftskammer Kiel, Kiel

EGGERSLÜSS 1986: Demonstrationsvorhaben "Gemeinschaftsstrohheizung", 2. Zwischenbericht, Landwirtschaftskammer Kiel, Kiel

ENERGIE 1985: Klein und rein - Entschwefelung von Kesseln mit Feuerungsleistungen unter 50 MW, in: ENERGIE vol 37 (1985) no.7, p. 17 ff

ENERGIE 1988: Marktübersicht Aufträge für Kraftwerksentstickung, in: Energie Spektrum 1/88, S. 26-28

ENGELHARD/LENZ 1984: Umweltaspekte beim Einsatz von Braunkohlenprodukten, in: Braunkohle Jg. 36 (1984) Heft 12, S. 410 ff

EPA 1979: Source assessment: residential combustion of coal, EPA-600/2-79-019a, NTIS-PB-295649

EPA 1980: EPA's research programm for controlling residential wood combustion emissions, R.E.Hall/D.G.DeAngelis, in: JAPCA vol.30 (1980), p. 862-867

EPA 1986: External combustion particulate emissions: source category report, Air and Energy Eng.Res.Lab., EPA-600/7-86-043, Research Triangle Park

EPA 1987: The Northwest cooperative woodstove study Vol. I+II, Air and Energy Eng.Res.Lab., EPA-600/7-87-026a+b, Research Triangle Park

FARAGO 1985: Rauchgasentschwefelung bei Haushaltsölfeuerungen, in: VDI 1985, S. 399-411

FICHTNER 1986: Schadstoffbewertung der Heizsysteme - Einfluß von emissionsmindernden Maßnahmen auf die Schadstoffbewertung der Heizsysteme unter Berücksichtigung der damit verbundenen Kosten, Reihe Örtliche und regionale Energieversorgungskonzepte Bd. 10, Bonn

FICHTNER 1988a: Entstickung bei Sondermüllverbrennungsanlagen, Stuttgart

FICHTNER 1988b: Emissionsvergleich Blockheizkraftwerk - Heizwerk und Fremdstrombezug, K.-J.Linder/S.Mettler, in: Energieeinsparung in Krankenhäusern, BUND/BER (ed.), Bonn, S. 27-31

FLÄKT 1985: Stand und Entwicklungsmöglichkeiten der Sprühabsorptionsverfahren, Butzbach

GHE 1986: Zwischenbericht 'Wissenschaftliche begleitende Einführung der Holzschnitzel-Heiztechnik', Gesamthochschule Essen, Essen

GIAMMAR 1982: Evaluation of emissions from residential coal-fired boilers under smokeless operation, in: RSF 1982, S. 304-312

GRIMMER ET AL 1983: Determination of polycyclic aromatic compounds emitted from brown-coal-fired residential stoves by gas-chromatography-mass spectrometry, in: Anal.Chem. vol. 55 (1983) no. 6, S. 892-900

GWI 1986: NOx-mindernde Brennereinsätze bei atmosphärischen Gasbrennern, T.Jannemann/G.Schmitz, in: gwi Bd. 35 (1986) H.9, S. 463 ff

HAEBERLIN 1986: Emissionsvergleich verschiedener Heizsysteme, in: ASUE 1986b

HANDROCK 1986: Erdgas in Verbrennungsmotoren, in: ASUE 1986

HAUG/OELS 1985: Minderung der SO2- und NOx-Emissionen bei Feuerungsanlagen, in: Luftreinhaltung 1985, Düsseldorf, p. 23-37

HDT 1985: Rauchgasendreinigung, Tech.Mitt. vol. 78 (1985) no.1/2, Essen

HERBERT 1985: Kriterien einer modernen Müllverbrennungsanlage unter Berücksichtigung einer optimalen Energieausnutzung, in: VDI-Bericht 554, S.165-182

HERLAN/MAYER 1980: Polyzyklische Aromaten, Benzol und andere Schadstoffe in den Abgasen eines Kohleofens, in: gwf-gas-erdgas vol.121 (1980) S. 301-307

HH 1988: Hamburger Förderprogramm zur Modernisierung der Heiztechnik, Freie und Hansestadt Hamburg - Umweltbehörde, Hamburg

HLFU 1988: Bewertungshilfe für Dioxine, Schriftenreihe der HLfU 53, Wiesbaden

HMLULF 1982: Cadmiumbericht, Hessisches Ministerium für Landesentwicklung, Umweltschutz, Landwirtschaft und Forsten, Wiesbaden

HMLULF 1983: Quecksilberbericht, Hessisches Ministerium für Landesentwicklung, Umweltschutz, Landwirtschaft und Forsten, Wiesbaden

HMLULF 1984: Landesprogramm für die Förderung der Gewinnung und Verwertung alternativer Energie in der Landwirtschaft, Hessischer Minister für Landesentwicklung, Umwelt, Landwirtschaft und Forsten, Wiesbaden

HOFBRÄU AG 1989: Energiesparende und schadstoffarme Heizungstechnik, Sonderdruck der Hofbräu AG zur Vergabe des Umweltpreises 1989, Stuttgart

HOLMBERG/AHLBORG 1983: Concensus report: mutagenicity and carcinogenicity of car exhausts and coal combustion emissions, in: Envir.Health Persp. vol.47 (1983) S.1-30

HORCH/CHRISTMANN 1985: Primär-Maßnahmen zur Minimierung von Schadstoffen aus Müllverbrennungsanlagen, in: THOME-KOZMIENSKY 1985, S. 67-93

HUGHES/DeAGELIS 1982: Emissions from coal-fired residential combustion equipment, in: RSF 1982, S. 333-348

IFE 1988: Emissionen von Holzfeuerungen, T.Nussbaumer, Institut für Energietechnik an der ETH Zürich, Zürich

IFU 1986a: Energetische Nutzung von Abfallholz - Technologie und Wirtschaftlichkeit der Verfeuerung in dezentralen Anlagen bis 1 MWth, Institut für Umweltforschung, Bericht IFU-B-54-86, Graz

IFU 1986b: Begleitendes Meßprogramm für die Heizungsanlage der Waldbauernschule Pichl, Institut für Umweltforschung, IFU-B-41-86, Graz

IWO 1986: Die Ölfeuerung. Ein Beitrag zur Reinhaltung der Luft, Institut für wirtschaftliche Ölheizung, Hamburg

IWU 1988: Blockheizkraftwerke, Institut Wohnen und Umwelt, Darmstadt

IVD 1988: Schadstoffemissionen von Kleinfeuerungen, Institut für Verfahrenstechnik und Dampfkesselwesen Bericht Nr. 11/88, Stuttgart

JANSEN 1985: Ökonomische, ökologische und energetische Bewertung von regionalen Energieversorgungssystemen - Zur Methodik einer ökologischen Bewertung von Fernwärme, in: FWI vol.14 (1985) Nr. 5, S. 200-208

JOHANSSON 1987: Straw fired plants for heat and power production in Denmark, paper presented at the UN-ECE Symposium on the status and prospects of new and renewable sources of energy, France, 8-12 Juni 1987

JOOS/MENZEL 1985: Maßnahmen zur Reduzierung der NOx-Emission von Gasbrennern, in: gwf-gas-erdgas vol. 126 (1985) no.2, S. 73-86

KAMM 1983: Schadstoffe bei der Verbrennung von Strohbriketts, in: wasser-luft-betrieb Nr. 3-83, S.26 ff

KAMM 1988: pers. Mitt. von Dr. Kamm, LfU Karlsruhe, Dezember 1988

KAMM/RÖHM 1982: PAH und andere Schadstoffe im Abgas eines holzbefeuerten offenen Kamins, in: wasser-luft-betrieb 1/2-82, S. 34-37

KAMM/RÖHM 1984: Ermittlung von Emissionsfaktoren bei der Verbrennung von Strohbriketts in Zentralheizungsanlagen, Landesanstalt f. Umwelt, Karlsruhe

KÄMPER/LOMMERZHEIM 1988: Felduntersuchungen über die NOx- und CO-Emissionen von Haushaltsgeräten bei Betrieb mit Erdgas, in: gwf-gas-erdgas vol.129 (1988) no.2, p. 71-75

KEHLHOFER ET AL 1984: Gasturbinenkraftwerke-Kombikraftwerke-Heizkraftwerke und Industriekraftwerke, Handbuchreihe Bd.7, Gräfelfing/Köln

KEINHORST 1986: Umweltbelastung durch Heizanlagen, in: VDI 1986b, S. 1-10

KFA 1982: Atmosphärische Belastung durch toxische Metalle in der Bundesrepublik Deutschland - Emission und Deposition, Bericht jül-1776, Jülich

KFA 1987: Stickoxidminderung bei Kraftwerken, jül-conf 59, Jülich

KOENIG ET AL 1988: Wood smoke - health effects and legislation, in: The Northwest Environmental Journal vol.4 (1988), p. 41-54

KRAWINKEL 1987: Biomassenutzung als Umweltstrategie im ländlichen Raum, Institut Wohnen und Umwelt, Darmstadt

KRAUS 1985: Ergebnisse und Erfahrungen der Betreuung von Forschungs- und Entwicklungsvorhaben der Holz- und Strohverbrennung, in: Energie aus Biomasse, ISES-Fachtagung 18.-19. Nov. 1985 in Freising, S. 169-180

KREUSING 1986: Einsatz von Braunkohlen-Produkten in Kessel- und Prozeßfeuerungen, in: Braunkohle Jg. 38 (1986) Heft 11, S. 340 ff

KTBL 1983: Hackschnitzel aus Schwachholz, KTBL-Schrift 290, Darmstadt

KTBL 1984: Brikettierung von Stroh zur Wärmeerzeugung, Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft, KTBL-Arbeitspapier 88, Darmstadt

KTBL 1985: Energieverbundsysteme und Energiegemeinschaftsvorhaben in der Landwirtschaft, KTBL-Arbeitspapier 91, Darmstadt

LANGE 1985: Vorschriften und technische Maßnahmen zur Schwefeldioxid- und Stickstoffoxid-Emissionsminderung, in: HDT 1985, p.3-9

LIS 1980: Emissionsfaktoren für die Emission von Blei, Zink, Cadmium und Quecksilber bei Hausbrandfeuerungen für feste Brennstoffe, Bericht Nr. 50, Essen

LIS 1983: Dioxinemissionen aus Holzfeuerungen, G.Bröker/H.Gliwa, in: Schriftenreihe LIS Heft 57 (1983), S. 31 ff

LK-SLH 1987: Zusammenstellung von Emissionsmessungen an Stroh- und Holzfeuerungen im Zeitraum Januar 1985 - November 1987, unveröffentlichte Daten der Landwirtschaftskammer Schleswig-Holstein, zur Verfügung gestellt durch Herrn Eggerslüß (Landwirtschaftskammer Schleswig-Holstein)

LÖFFEL 1986: Erdgas in Gasturbinen, in: ASUE 1986a

LÖFFLER 1984: Staubabscheidung mit Schlauchfiltern und Taschenfiltern, Braunschweig

LORBER 1983: Die Zusammensetzung des Mülls und die durch Müllverbrennungsanlagen emittierten Schadstoffe, in: MVA und Rauchgasreinigung, Thomé-Kozmiensky (ed.), S. 559-594

LTW 1987: Verfeuerung von Stroh als Briketts in Kleinanlagen (Hausbrand) und über Großballen in Großanlagen (Brennereien, Gärtnereien) ab 500 kW Heizleistung, Kurzfassung 0E3-8319-A, Landtechnik Weihenstephan, Freising

MAARTMANN 1982: Control of particulate emissions using biomass as the main fuel, in: RSF 1982 vol IV, p. 435-441

MAN 1986: Kat im Block, in: Betrieb&Energie 1/86, Sonderdruck MAN, Augsburg

MARUTZKY 1986: Emissionsminderung bei holzbetriebenen Kleinfeuerungsanlagen, in: VDI 1986b, S.131-151

MARX 1983: Geringe Stickoxidemissionen bei der Verbrennung von technischen Brenngasen in Brennern kleiner Wärmeleistung, in: gwi vol.32 (1983) p. 529 ff

MARX 1986: Verbrennungsqualität und Emissionsverhalten von Gasbrennern mit Gebläse an Heizkesseln, in: VDI 1986a, S. 37-52

MEYER 1986: Kohle/Koksgefeuerte Wärmeerzeuger und deren Abgasreinigung, in: VDI 1986a, S. 117-130

MOSCH 1985: Das Fläkt-Sprühabsorptionverfahren,in: STAUB 1985, p. 49ff

MPS 1989: NOx emission control product guide, in: Modern Power Systems January 1989, p. 53-55

MUHLBAIER 1982: A characterization of emissions from wood-burning fireplaces, in: RSF 1982, p. 164-187

NIELSEN/NIELSEN 1984: The use of scrubbers for heat extraction from straw furnaces, in: Energy from Biomass, EUR-8829, Dordrecht 1984, p. 235-239

NIELSEN/PEDERSEN 1987: Dioxinudslip fra halmfyr, Jysk Teknologisk/dk Teknik, EM-Journal-nr 1433/86-9, Jysk Teknologisk Forlag

NFM 1984: Halmfyring i sma kedler, Nyt fra Miljöstyrelsen 3, Kobenhagen

NMB 1985a: Emissionen bei der Verfeuerung von brikettierten Materialien, in: Reinhaltung der Luft Heft 8, Nieders. Minister für Bundesangelegenheiten, Hannover, S. 145-154

NMB 1985b: Strohfeuerungsanlagen, in: Reinhaltung der Luft Heft 8, Nieders. Minister für Bundesangelegenheiten, Hannover, S. 155-169

NOXOUT 1989: pers.Mitt. von Herrn von Bergmann vom Februar 1989 zum NOXOUT-Verfahren sowie Unterlagen der Firma FUEL TECH, Eschborn

OECD 1988: Environmental Impacts of Renewable Energy Sources, Paris

ÖKO-INSTITUT 1987: Stellungnahme zur Rauchgasentschwefelung der RWE-Braunkohlenkraftwerke, i.A. der Bürgeraktion Stommeln, Freiburg/Darmstadt

ÖKO-INSTITUT 1988: Stellungnahme zu ausgewählten Fragen des Genehmigungsverfahrens zur geplanten MVA Frankfurt Osthafen, i.A. des Umweltamts Offenbach, Darmstadt

ÖKO-INSTITUT 1989: Stellungnahme zu ausgewählten Fragen des Genehmigungsverfahrens zur Staudinger Block V, i.A. der Stadt Hanau, Darmstadt

OMNI 1986a: Particulate, carbon monoxide, and acid emission factors for residential wood stoves, P.Burnet et al., in: JAPCA vol.36 (1986), p.1012-1018

OMNI 1986b: Effects of design factors on emissions from non-catalytic residential wood combustion appliances, OMNI Environmental Services, Beaverton OR

OMNI 1987: An in-situ performance evaluation of two woodstove catalytic retrofit devices, OMNI Environmental Services, Beaverton OR

PAULI 1988: Offertenauswertung und Kommentar zu Standard-Blockheizkraftwerk, Dr.Eichler & Pauli AG, Liestal CH

PFEIFFER 1986: NOx - seine Entstehung und Möglichkeiten der Reduzierung bei erdgasgefeuerten Anlagen, in: ASUE 1986b

POWER 1986: Steam injection enables gas turbine to meet strict NOx limits, in: POWER October 1985, p. 17-18

PREAG 1989: Erfahrungen mit NOx-mindernden Maßnahmen an Feuerungen großer Dampferzeuger, P.Zehner, PreussenElektra, Manuskript zum Vortrag VDE-Tagung 16.6.89

RADIAN 1986: Catalytic stoves, Radian Corp., prepared for EPA, Washington D.C.

RAMDAHL/MÖLLER 1983: Chemical and biological characterization of emissions from a cereal straw burning furnace, in: Chemosphere vol.12 (1983) no. 1, p.23-34

RAWE/ELTING/KASS 1986: Staub- und gasförmige Emissionen holzbefeuerter Verbrennungsanlagen, in: Das Schornsteinfegerhandwerk 7/1986, S. 17-27

REIMER 1988: Thermische Behandlung von Kommunalabfällen, in: EUROFORUM New Energies, Proceedings vol.1, S. 169-175

RENTZ 1985: NOx-Symposium Karlsruhe 1985 Proceedings, Rentz/Ißle/Waible (eds.), Karlsruhe

ROSTEK/WÖLTING 1985: Entstickungsmaßnahmen an Gasmotoren, Ruhrgas AG, Essen

ROSTEK 1986: Praxisdaten von DENOX-Techniken für Gasmotoren und Gasturbinen, in: VDI 1986a, S. 193-206

ROSTEK 1987: Emissionsminderungsmaßnahmen an Gasmotoren und Gasturbinen, in: ASUE 1987

RSF 1982: Proceedings 1981 International Conference on Residential Solid Fuels Environmental Impacts and Solutions, Oregon Graduate Center, Beaverton

RTI 1984: Characterization of emissions from a fluidized-bed wood chip home heating furnace, Research Triangle Institute, EPA-600/7-84-038

RUHRGAS 1985: NOx Reduction for Gas Turbines, Ruhrgas AG, Essen

SCHÄRER/HAUG 1985: Zur Wirtschaftlichkeit der NOx-Abgasreinigung bei Großfeuerungsanlagen, in: STAUB 1985, p.97 ff

SCHMIDT/KIM 1983: Ökologische Auswirkungen bei Einsatz der Kraft-Wärme-Kopplung, in: BWK vol. 35 (1983) Heft 6, S. 294-297

SCHMILLING 1987: Möglichkeiten zur Wirkungsgradverbesserung bei BHKW, in: VDI 1987a, S. 201-226

SCHNEIDER 1986: Reduzierung der Stickoxidbildung bei Gaskesseln mit Brennern ohne Gebläse, in: VDI 1986b, S. 11-36

SCHOJIAN 1986: Alkali/CDAS - Zwei Rauchgasentschwefelungsverfahren von Fläkt für kohlegefeuerte Kesselanlagen im Leistungsbereich 1-50 MWth, Fläkt-Sonderdruck, Butzbach

SCHRIEVER 1984: Zur Bestimmung von Chlor und Schwefel in Holz und Holzwerkstoffen, in: Holz als Roh- und Werkstoff vol. 42 (1984), S. 261-264

SCHULTESS 1986: Stand und Entwicklung von Rauchgasreinigungsverfahren unter Berücksichtigung der Endstoffentsorgung, in : VDI 1986a, S. 207-226

SCHULTZ 1985: Technische und wirtschaftliche Kriterien für die Auswahl und den Einsatz filternder Abscheider in der Rauchgasreinigung für Kessel- und Prozeßwärmeanlagen, in: Kessel- und Prozeßwärmeanlagen, Essen, VDI/VIK

SCHULZE-LAMMERS/HELLWIG 1986: Brennverhalten verschiedener pflanzlicher Brennstoffe, in: Landtechnik vol. 41 (1986) no. 2, p. 81-88

SEV/SNV 1987: Mindre kväveoxider fran förbränning, Statens Energiverk-Statens Naturvardverket 1987:3, Rapport 3312, Stockholm

SMITH/ANGELLO/KURZYNSKE 1988: Preliminary development of an ultra-low NOx gas turbine combustor, in: Gas wärme international vol.37 (1988) no.1, p. 31-37

SNV 1980: Kemisk och biologisk karakterisering av rökgaserfran smaskalig eldning av flis och ved, Bericht SNV-PM 1331, Solna

SNV 1987: Fastbränsleeldada anläggningar. 500 kW - 10 MW, Statens Naturvardsverket Allmänna rad 87:2, Solna

SRU 1987: Umweltgutachten 1987, Sachverständigenrat für Umwelt, Stuttgart/Mainz

STAUB 1985: Dokumentation Rauchgasreinigung, in: Staub vol. 45(1985) no.9, Sonderteil

STELLBRINK 1988: persönl. Mitt. von Kraftwerksdirektor Stellbrink über die Emissionen der REA von Staudinger Block III bei der Anhörung zum Kraftwerk Staudinger Block V am 25.11.1988 in Groß-Krotzenburg

STREHLER 1984: Die Trocknung von Holzhackschnitzeln, Landtechnik Weihenstephan, Freising (Vortragsmanuskript)

STREHLER 1987: pers.Mitt. von A.Stehler, Landtechnik Weihenstephan, 6.10.1987

SSF 1985: Forsynings Katalog `85, Styregruppen Forsyningskatalog, Stockholm

TABASARAN 1987: Ein Gesamtkonzept zur umweltgerechten Rauchgasreinigung, in: Müllverbrennung und Umwelt 2, Thomé-Kozmiensky, Berlin, S. 727-731

THOMÉ-KOZMIENSKY 1985: Müllverbrennung und Umwelt, Berlin

TILLMAN/ROSSI/KITTO 1981: Wood combustion, New York

TRIVETT ET AL 1982: Fluidized bed combustion on the domestic scale, in: RSF 1982, p. 912-923

TUM 1981: Emissionsuntersuchungen an Strohverbrennungsanlagen, R.Meixelsperger/A.Strehler/R.Wörle (TU München), in: Staub- Reinhaltung der Luft vol. 41 (1981) Nr.6, S. 199-203

TUM 1984: Verfeuerung von Stroh als Briketts in Kleinanlagen (Hausbrand) und über Großballen in Großanlagen, A.Strehler et al., in: Technologien zur Energieeinsparung in der Landwirtschaft (BMFT ed.), Bonn, S.103-116

TUM 1987: Wirtschaftlichkeit verschiedener Verfahren der Herstellung von Preßlingen aus Stroh, Rinde, Restholz, Sägewerksabfällen, Papier, etc., sowie Rohstoffgemischen zur Verfeuerung in kleineren Heizungsanlagen, TU München, Endbericht 03E-8422-A, München/Weihenstephan

TÜV 1982: Bericht über die Flugstaubmessungen hinter dem Warmwasserkessel Makrola der Firma Viessmann Werke KG am 8.Juni 1982, Hannover

TÜV 1983: Bericht über die Emissionsmessungen im Reingaskanal von Kessel Nr. 1+2 der Fa. L.Krages in Bremen, 12.April 1983, Hannover

TÜV 1985: Feuerungstechnik und Umweltschutz, Kolloquium der Zentralabteilung Großkraftwerke im TÜV Rheinland,24./25.1.1985, Köln

TÜV 1985a: Bericht über die Flugstaubmessungen hinter dem Warmwasserkessel der Firma Ing. Herbert Nolting GmbH, 23.April 1985, Hannover

TÜV 1985b: Technischer Bericht - Emissionsmessungen Fa. Albert Schlotterer GmbH&CoKG, 10.Okt. 1985, Hannover

TÜV 1985c: Messungen an Stroh- und Holzfeuerungen, Technischer Überwachungs-Verein, im Auftrag des UBA, Berlin

UBA 1983: Chemisch-physikalische Analyse von Hausmüll, Umweltbundesamt, Berichte 7/83, Berlin

UBA 1989: Luftreinhaltung '88, Materialien zum Immissionsschutzbericht, Umweltbundesamt, Berlin

VDI 1984a: Kolloqium Emissionsminderung SO2/NOx/Staub, VDI-Bericht 495, Düsseldorf

VDI 1984b: Beeinflussung der Schadstoffemissionen bei der Holzverbrennung in Zentralheizkesseln, Fortschr.Ber.VDI-Z Reihe 15 Nr.31, Düsseldorf

VDI 1984c: Umweltschutz bei der kommunalen Energieversorgung, VDI-Bericht 543, Düsseldorf

VDI 1985: Katalytische und thermische Verfahren der Abgasreinigung, VDI-Bericht 525, Düsseldorf

VDI 1986: Wirbelschichtfeuerungen, VDI-Bericht, Düsseldorf

VDI 1986a: Umsetzung der TA Luft bei Energieanlagen, VDI-Bericht 622, Düsseldorf

VDI 1986b: Emissionsminderung bei Heizanlagen, VDI-Bericht Nr. 623, Düsseldorf

VDI 1987a: Blockheizkraftwerke - Stand der Technik und Umweltaspekte, VDI-Bericht 630, Düsseldorf

VDI 1987b: Dioxin - Kolloquium Mannheim, VDI-Bericht 634, Düsseldorf

VDI 1988: Rauchgasreinigung - SO2/NOx: ökologische, wirtschaftliche und technische Aspekte, VDI-Bericht 667, Düsseldorf

VESTERINEN 1985: Emissions from the small-scale combustion of wood and peat, R.Vesterinen, in: BioEn84 Vol.I, p. 376-390

VIJIL ET AL 1985: Fluidised bed combustion - a comparison between biomass and coal, in: BioEn84 Vol.IV, p. 113-118

VGB 1985: Messung der Schwermetallabscheidung einer Rauchgasentschwefelungsanlage nach dem Kalksteinwaschverfahren, VGB-TW 303, Essen

VGB 1987: Kraftwerk und Umwelt 1987, Vortragsband zur VGB-Konferenz, Essen

WEISHAUPT 1985a: Saubere Umwelt durch Öl und Gas, Fa.Weishaupt, Schwendi

WEISHAUPT 1985b: Saubere Umwelt durch Öl und Gas - Symposium, Fa. Weishaupt, Schwendi

WEISHAUPT 1987: Gas und Öl - umweltfreundlich !, Fa.Weishaupt, Schwendi

WKI 1984a: Untersuchungen zur Emission von Kleinverbrennungsanlagen bei der Verbrennung von Holz, Torf und pflanzlichen Reststoffen, Wilhelm-Klauditz-Institut, Hannover

WKI 1984b: Minderung der Emissionen bei der Verbrennung von Holz durch Einsatz eines Katalysators, WKI-Kurzbericht 16-84, Hannover

WKI 1985: Untersuchungen zum Emissionsverhalten von zwei Hackschnitzelfeuerungsanlagen", WKI-Bericht, Hannover

WÖRGETTER 1985: Biogene Brennstoffe für Wohnraumheizung in Österreich, in: VDI-Bericht 574, Düsseldorf, S. 91-108

ZYLKOWSKI/EHRLICH 1983: Combustion of waste fuels in a fluidized-bed boiler, in: Proc. Am. Power Conf. Vol. 45 (1983), p. 263-270

2.2 Energetische Kenndaten von Heizsystemen

Neben den brennstoffbezogenen Emissionsfaktoren für Heizanlagen sind zur Bestimmung der Schadstoffemissionen auch Daten über die Energieausnutzung von Heizanlagen erforderlich, da je nach Nutzungsgrad zur Bereitstellung der Energiedienstleistung[1] Raumwärme unterschiedliche Brennstoffbedarfe auftreten.

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick zu den thermischen Nutzungsgraden (Jahresmittelwerte) von Heizsystemen, angegeben als Verhältnis der abgegebenen Wärme frei Hausverteilung zum Brennstoff-Einsatz. In Ergänzung hierzu wird weiter unten auch die Wärmeverteilung bei den Zentralheizsystmen einbezogen.

Tabelle 41 Nutzungsgrade von Heizsystemen

System	WEC 1988	JENSCH 1988	FICHTNER 1986
Kohle-Einzelofen	-	70	65
Öl-Zentralheizung	73	80	86
Gas-Zentralheizung	80	82	86
Gas-Brennwertheizung	-	95	92
Elektrospeicherheizung	100	98	98
Elektro-WP1) bivalent	2002)	2803)	2603)
Elektro-WP1) monovalent	3502)	2303)	2803)
Gas-Absoptions-WP1)	-	1203)	1203)

(Angaben in [%], bezogen auf bereitgestellte Wärme)

Anmerkungen:

1) = WP bedeutet Wärmepumpe

2) = bivalente WP mit Direktheizung, monov. WP mit Wärmequelle Grundwasser

3) = alle Wärmepumpen mit Wärmequelle Luft

Als weitere Untersuchungen wurde eine Heizsystemstudie der KFA Jülich <KFA 1983> sowie eine Prognos-Studie <PROGNOS 1987> herangezogen, die beide die Verluste der Wärmeverteilung mit in den Nutzungsgrad einbeziehen.

Die folgende Tabelle zeigt die entsprechenden Werte.

---

1 Im GEMIS-Programm wird die Nutzenergiebereitstellung als Bezugsgröße für vergleichende Analysen herangezogen, da sie technisch-physikalisch bestimmt werden kann. Die für eine bestimmte Energiedienstleistung (warmer Raum) benötigte Nutzenergiemenge wird durch das Nutzerverhalten beeinflußt, über dessen Ausmaß jedoch keine allgemein gültigen Erkenntnisse vorliegen. Durch die für GEMIS gewählte Bezugsgröße wird die Diskussion über den Nutzenergieaufwand je Energiedienstleistung von Einzel- gegenüber Sammelheizungen ausgeklammert. Die physikalisch-technische Definition des Nutzenergiebedars, also die Ausklammerung des Nutzerverhaltens, wird auch von der Elektrizitätswirtschaft getragen <VDEW 1989>.

Tabelle 42 Heizsystem-Nutzungsgrade nach KFA und PROGNOS

System	KFA	PROGNOS
HEL-Niedertemperatur-Kessel	85	82
Gas-Niedertemperatur-Kessel	86	84
Elektro-WP bivalent	260	275
Gas-Absorptions-WP	105	-

(Angaben in [%], inkl. Verteilverluste)

Ausgehend von den aufgeführten Daten werden im folgenden die Werte der im GEMIS-Programm vorgesehenen Standard-Heizanlagen diskutiert.

2.2.1 Heizsysteme zur Nutzung von Erdgas und Heizöl

Als Grundsysteme betrachten wir neue Niedertemperatur-(NT)-Heizkessel. Nach einer Untersuchung des Hessischen Wirtschaftsministers liegt der Nutzungsgrad solcher Anlagen bei 86 % <HMWT 1987>, die Stiftung Warentest gibt für neue Gas-NT-Kessel Nutzungsgrade von 90-94 % an. Als Mittelwerte moderner Neuanlagen unterstellen wir sowohl für HEL- wie auch Gas-Kessel Nutzungsgrade von 87 %. Hinzu kommt für Brenner und Regelung ein Strombedarf von 1 % der bereitgestellten Heizwärme.

Für gasbetriebene Absorptions-Wärmepumpen (Luft/Wasser) setzen wir einen Nutzungsgrad von 120 %, bezogen auf den Heizwert des eingesetzten Gases, an. Hinzu kommt ein Stromverbrauch von 1 % für Brenner/Regelung plus 2 % für das Gebläse, jeweils bezogen auf die bereitgestellte Wärme.

2.2.2 Heizsysteme zur Nutzung von Kohle

Als Grundsysteme betrachten wir Einzelöfen mit Universaldauerbrennern, die Stein- oder Braunkohlen-Briketts verbrennen. Solche Anlagen weisen einen Nutzungsgrad von 65 % auf (vgl. Tabellen) und benötigen keine weiteren Hilfsenergien.

2.2.3 Heizsysteme zur Nutzung von Strom

Als Grund-Systeme betrachten wir Elektro-Einzelspeicher-Heizungen sowie bivalente und monovalente Wärmepumpen, die als Luft/Wasser-System arbeiten.

Die Speicherheizung setzt den bezogenen Heizstrom praktisch vollständig in nutzbare Wärme um, allerdings ist für Regelung und Gebläse ein Strombedarf von 2 % erforderlich, der aus dem lokalen Stromnetz gedeckt wird. Eine Wärmeverteilung ist nicht erforderlich.

Die bivalente elektrische Wärmepumpe soll alternativ mit einem Ölkessel arbeiten, wobei eine Verteilung der Jahresarbeit zu je 50 % angesetzt wird. Dies zeigt die folgende Tabelle.

Tabelle 43 Kenndaten der E-WP-bivalent/Öl

Eingangsanbindung	Prozentualer Anteil
E-WP-Luft	50
HEL-Heizung	50

Als Nutzungsgrad der des Wärmepumpenteils der bivalenten Wärmepumpe setzten wir einen Wert von 250 % an, der für den Betrieb oberhalb von 3 oC im Jahresmittel erzielt werden kann. Für die Regelung sowie das Gebläse setzen wir einen Strombedarf von 2,5 %, bezogen auf die bereitgestellte Wärme an.

Die monovalente Wärmepumpe arbeitet unterhalb von 3 oC praktisch als Direktheizung, womit sich ein ungünstigerer Jahresnutzungsgrad ergibt. Als Standard-Wert setzen wir hierfür 235 % an. Wie beim bivalenten System kommt ein Strombedarf von 2,5 %, bezogen auf die bereitgestellte Wärme, für Regelung und Gebläse hinzu.

2.2.4 Heizsysteme zur Nutzung von Biomasse

Als Standard-Anlagen für die Nutzung von Stückholz und von Stroh betrachten wir Einzelöfen, die mit dem gleichen Nutzungsgrad von 65 % wie die Kohle-Heizungen betrieben werden können <EBFE 1986>. Für die Verbrennung von Holz-Hackschnitzeln und Strohcobs unterstellen wir den Einsatz von Stoker- bzw. Pyrolysefeuerungen, die als Zentralheizanlagen mit kontinuierlicher Beschickung ausgelegt werden sollen. Diese Anlagen erzielen Nutzungsgrade von mindestens 70 % <BPA 1988a+b>. Für Regelung und Beschickung nehmen wir einen Strombedarf von 2,5 % an, bezogen auf die bereitgestellte Wärme.

2.2.5 Heizsysteme mit Kraft-Wärme-Kopplung

Neben den vorstehend diskutierten Heizsystemen werden im GEMIS-Programm auch Anlagen einbezogen, die Heizwärme über einen Kraft-Wärme-Prozeß bereitstellen (KWK-Anlagen).

Charakteristische Größe für den wärmebezogenen Nutzungsgrad ist der thermische Nutzungsgrad des Prozesses, d.h. das Verhältnis von ausgekoppelter Wärme zum gesamten eingesetzten Brennstoff, sowie die Stromkennzahl, die das Verhältnis der in KWK erzeugten Strommenge zur parallel bereitgestellten Koppelwärme angibt.

Die Zurechnung des Energieaufwands bei der KWK wurde im Kapitel 2.1 (Exkurs 1) diskutiert, der Algorithmus zur Berechnung der Energieströme aus dem thermischen Nutzungsgrad n_{th} und der Stromkennzahl k wird im Kapitel 2.5 dargestellt. Im folgenden werden daher allein die anzusetzenden Werte für n_{th} und k diskutiert.

Aus den analysierten Arbeiten zu KWK-Systemen wurde eine Fülle von Werten extrahiert, die als Wertebereich heutiger KWK-Systeme gelten können.

Die folgenden Tabellen geben eine Zusammenstellung dieser Daten, wobei jeweils zwischen großen Entnahme-Kondensations-Kraftwerken, reinen Gegendruck-Anlagen, Gasturbinen und Block-HKW mit Motoren (BHKW) unterschieden wird.

Tabelle 44 Kenndaten von KWK-Systemen <WEC 1988>

Anlage	k	nth [%]
StK-HKW Entn-Kond	0,67	47
StK-HKW Gegendruck	0,40	63
Gas-HKW Entn.Kond	0,70	47
Gas-HKW Gegendruck	0,40	64
Gas-GT	0,60	48
Gas-BHKW Otto	0,63	52
Gas-BHKW Diesel	0,85	46

Tabelle 45 Kenndaten von KWK-Systemen <EGES 1987>

System	k	nth [%]
StK-HKW Gegendruck	0,2	65
Gas-GT mittel	0,2	55
HEL-GT mittel	0,2	50
Gas-BHKW Otto	0,6	53
HEL-BHKW Diesel	0,8	55

Tabelle 46 Kenndaten von KWK-Systemen <JENSCH 1988>

Anlage	k	nth [%]
StK-HKW 400 MWel	0,58	57
StK-HKW 100 MWel	0,47	59
StK-HKW-Gegendruck	0,45	60
Gas-HKW >100 MWel	0,50	59
Gas-HKW-Gegendruck	0,48	60
Gas-GT >10 MWel	0,57	56
Gas-GT bis 1 MWel	0,33	60
Gas-BHKW > 100 kWel	0,64	52
Gas-BHKW < 100 kWel	0,56	52

Tabelle 47 Kenndaten von KWK-Systemen <FICHTNER 1986>

System	k	nth [%]
StK-HKW Entn-Kond	0,49	60
StK-HKW Gegendruck	0,31	59
Gas-HKW Gegendruck	0,33	61
Bas-BHKW 1,5 MW	0,55	55
Gas-BHKW 360 kW	0,51	55
Müll-HKW 28 MW	0,27	35

Tabelle 48 Kenndaten von KWK-Systemen <TRAUBE 1987>

Anlage	k	nth [%]
StK-HKW Entn-Kond	0,56	55
StK-HKW Gegendruck	0,43	57
Gas-GT	0,51	56
Gas-BHKW Otto	0,67	54
Gas-BHKW Diesel	0,77	49

Heizkraftwerke für Stein- und Braunkohle

Als Standard-Systeme zur kohlegestützten KWK betrachten wir zwei Dampfkraftwerke, die mit Entnahme-Kondensation bzw. Gegendruck arbeiten. Beide Systeme sollen sowohl für Stein- wie auch für Braunkohlenstaub (BKS) nutzbar sein.

Großes Entnahme-Kondensations-HKW

Als Referenzanlage betrachten wir die Standard-Typen der NRW-Studie <TRAUBE 1987>, die wegen der großen elektrischen Leistung (über 100 MW_{el}) thermodynamisch höherwertig ausgelegt wird. Damit erzielt sie eine geringere Stromeinbuße als der NRW-Standard-Typ und weist eine Stromkennzahl von 0,6 bei einem η_{th} von 55 % auf. Diese Werte benutzt auch die Parameterstudie der Verbände <AGFW/BGW/VDEW 1984>.

Mittleres Gegendruck-HKW

Als kleinere Variante zum großen System wird ein reines Gegendruck-Kraftwerk betrachtet, das je nach Feuerung sowohl Steinkohle wie auch BKS nutzen kann. Als Referenz-Werte gelten hier die Daten in <JENSCH 1988>, die gut mit Daten für neue HKW in Frankfurt und Offenbach übereinstimmen <TRAUBE 1987>.

Heizkraftwerke für Heizöl bzw. Diesel

Als Standard-Anlagen betrachten wir ein kleineres Gegendruck-HKW mit Heizöl-EL-Feuerung sowie ein großes und ein kleines Diesel-BHKW.

Kleines Gegendruck-Heizkraftwerk

Das Referenz-HKW wird nach der FFE/DFG-Studie <JENSCH 1988> ausgelegt, die gut mit Werten der WEC-Studie übereinstimmt. Wegen der nicht erforderlichen Rauchgasreinigung beim Betrieb mit Heizöl EL erzielt diese Anlage günstigere Stromausbeuten als das Kohle-Gegendruck-HKW.

Motor-BHKW

Als großes Dieselmotor-BHKW setzen wir einen Schiffsdiesel an, der mit einer SCR-Anlage entstickt wird. Diese Anlage erzielt nach verschiedenen Studien sehr hohe Stromausbeuten (<EGES 1987>, <TRAUBE 1987>, <WEC 1988>) und stellt energetisch gesehen das effektivste System aller KWK-Anlagen dar.

Das kleinere Dieselmotor-BHKW setzt einen gedrosselten Pkw-Motor ein, energetisch ist dieses System gleichwertig mit dem Gasmotor-BHKW (vgl. unten).

Heizkraftwerke für Erdgas

Als Standard-Anlagen betrachten wir wie beim Heizöl ein kleineres Gegendruck-HKW mit Gasfeuerung sowie ein großes und ein kleines Motor-BHKW. Ergänzend werden auch zwei Gasturbinen dargestellt.

Kleines Gegendruck-Heizkraftwerk

Das Referenz-HKW wird wie beim Heizöl nach der IFE-Studie <JENSCH 1988> ausgelegt und weist die gleichen energetischen Parameter auf.

Gasturbinen-HKW

Neben Dampfturbinen-Kraftwerken können wegen der günstigen Verbrennungseigenschaften von Erdgas auch Gasturbinen (GT) für die Kraft-Wärme-Kopplung genutzt werden. Moderne Gasturbinen erzielen deutlich höhere Stromausbeuten und thermische Nutzungsgrade als Anlagen, die noch vor 5 Jahren gebaut wurden. Ausgehend von den Kenndaten der IFE- <JENSCH 1988> und der NRW-Studie <TRAUBE 1987> wird eine große Gasturbine unterstellt, die fast die energetischen Werte des großen Gas-BHKW erreicht.

Als kleinere Variante wird ein System betrachtet, das z.B. die Stadtwerke Tübingen im kommunalen Bereich zur KWK einsetzen <TRAUBE 1987>. Dieses System erzielt eine vergleichsweise hohe Ausbeute von Strom, wenn es mit Nennlast betrieben wird. Die GEMIS-Werte wurden von einer realen Anlage mit 4 MW_{el} und 7,5 MW_{th} abgeleitet.

Motor-BHKW

Das große Referenz-BHKW wird als Gasmotor mit 3-Wege-Katalysator angenommen und soll eine elektrische Leistung von rd. 2 MW bei einer Wärmeleistung von knapp 3 MW bereitstellen (4 Module). Solche Anlagen werden von den Motorenherstellern der BRD serienmäßig angeboten.

Die kleinere Variante des BHKW wird mit ebenfalls mit einem 3-Wege-Katalysator ausgerüstet und soll eine elektrische Gesamtleistung von 0,5 MW bei einer thermischen Nutzleistung von knapp 1 MW bieten. Damit kann dieses System in vielen Einzelobjekten (Schwimmbäder, Krankenhäuser) eingesetzt werden und auch modular als Ausgangspunkt für Nahwärme-Inseln dienen.

Zusammenfassung für KWK-Systeme in GEMIS

Die vorstehend diskutierten Werte für die energetischen Kenndaten der KWK-Systeme im GEMIS-Programm werden in der folgenden Tabelle zusammengefaßt:

Tabelle 49 Kenndaten von KWK-Systemen in GEMIS

Anlage	k	nth [%]
BrK/StK-HKW groß	0,60	55
BrK/StK-HKW klein	0,45	60
HEL-HKW	0,48	60
Diesel-BHKW groß	0,75	50
Diesel-BHKW klein	0,60	55
Gas-HKW	0,48	60
Gas/HEL-GT-HKW-groß	0,60	56
Gas/HEL-GT-HKW-klein	0,53	54
Gas-BHKW groß	0,60	55
Gas-BHKW klein	0,50	60

2.2.6 Kenndaten der Wärmeverteilungs-Systeme

Die von Heizsystemen bereitgestellte Wärme muß zu den Heizkörpern transportiert werden, wofür je nach Anlagen (zentral/dezentral) verschiedene Verteilungssysteme genutzt werden. Im folgenden werden die Kenndaten dieser Anlagen diskutiert.

Zentralheizsysteme

Die Leitungsverluste im Wärmeverteilnetz sind stark von der Systemauslegung, insbesondere der Wärmedämmung der Rohre abhängig. Nach Angaben einer HMWT-Studie betragen die Verluste 4-6 % der von Heizsystem abgegebenen Wärme <HMWT 1987>, andere Autoren rechnen pauschal mit einem Verlustwert von 5 % (<JUNG 1985>, <MAIER 1986>).

Für neue Niedertemperatur-Heizsysteme ist nach Abschätzungen der EBÖK bei richtiger Dimensionierung der Rohrdämmung und Rohrverlegung nur noch mit 2 % Verteilverlusten zu rechnen <EBÖK 1988>, wobei dieser Wert auch von PROGNOS für Niedertemperatur-Heizsysteme verwendet wird <PROGNOS 1987>. Wir übernehmen diese Verteilverluste und beziehen sie in den Nutzungsgrad der Zentralheizsysteme ein, sodaß sich die folgenden effektiven Nutzungsgrade ergeben:

Tabelle 50 Effektive Nutzungsgrade von GEMIS-Heizsystemen

System	nth [%]
HEL-NT-Heizung	85
HEL-Brennwert-Hzg	88
Gas-NT-Heizung	85
Gas-Brennwert-Hzg	93
Gas-Absorptions-WP	118
E-WP bivalent-alt.	245
E-WP monovalent	230
Holz-HS-Heizung	69
Strohcob-Heizung	69

Diese effektiven Nutzungsgrade stimmen gut mit den Werten der KFA Jülich, der Parameterstudien und der FICHTNER-Studie <FICHTNER 1986> überein. Zum Betrieb der Wärmeverteilung wird für Zentralheizsysteme eine elektrische Pumpe unterstellt, die als Strombedarf 1 % der transportierten Wärmemenge aufweist.

Nahwärmesysteme

Die Leitungsverluste im Nahwärme-Verteilnetz sind stark von der Systemauslegung, insbesondere der Trassenlänge und der Wärmedämmung der Rohre abhängig. Als Mittelwert der verschiedenen Studien gilt ein Wert von 5 % Verlusten, bezogen auf die Einspeisung des Heizsystems. Wird die Hausübergabe-Station mit weiteren 1 % Verlusten sowie die Hausverteilung mit 2 % Verlusten (vgl. oben) eingerechnet, ergibt sich ein effektiver Verlustwert des Nahwärmenetzes von rund 8 %, d.h. der Nutzungsgrad beträgt rd. 92 %. Für die Umwälzung des Heizwassers wird ein pauschaler Wert von 1 % der transportierten Heizenergie angenommen, als Antrieb ein Elektromotor. Die folgende Tabelle zeigt die entsprechenden Werte.

Tabelle 51 Kenndaten des Nahwärme-Netzes

Eingangsanbindung:	Nahwärme-Lieferant
Nutzungsgrad [%]:	92,2
Hilfsenergie:	Elektromotor
Hilfsenergiebedarf [%]:	1,0

Fernwärmesysteme

Bei der Fernwärme-Verteilung sind über die Verluste der Unterverteilung, Hausübergabestationen und Hausverteilung auch noch die größeren Trassen der Hauptverteilung zu berücksichtigen, die mehrere Kilometer Länge aufweisen können. Zusätzlich zu den 8 % Verlusten des Nahwärmenetzes rechnen wir mit weiteren 4 % Verlusten dieser Hauptverteilung, d.h. effektiv mit rd. 12 % Verlusten des Gesamtnetzes bzw. einem Nutzungsgrad von 88,3 % bezogen auf die Wärmeabgabe. Dieser Wert stimmt gut mit anderen Angaben überein (EGES 1987, FICHTNER 1986, JENSCH 1988). Zur Umwälzung des Heißwassers wird ein Bedarf von 1,5 % der transportierten Heizenergie angenommen, der von elektrischen Pumpen bereitgestellt wird. Die folgende Tabelle zeigt die entsprechenden Werte.

Tabelle 52 Kenndaten des Fernwärme-Netzes

Eingangsanbindung:	Fernwärme-Lieferant
Nutzungsgrad [%]:	88,3
Hilfsenergie:	Elektromotor
Hilfsenergiebedarf [%]:	1,5

2.2.7 Literatur zu Kapitel 2.2

AGFW/BGW/VDEW 1984: Parameterstudie Örtliche und Regionale Versorgungskonzepte für Niedertemperaturwärme, Frankfurt

BPA 1988a: Environmental impacts of advanced biomass combustion systems, Bonneville Power Administration, Portland OR

BPA 1988b: Identification of factors which affects combustion efficiency and environmental impacts from woodstoves, Bonneville Power Administration, Pacific Northwest and Alaska Regional Biomass Energy Program, Portland OR

BRACHETTI 1983: Fernwärmestudie Niedersachsen, ISP/Fernwärme-Forschungsinstitut, Hannover

EBFE 1986: Handbuch der Holzheizung, Eidgenössisches Bundesamt für Energiewirtschaft (EBFE), Schriftenreihe Studie Nr. 38, Bern

EBÖK 1988: Systemstudie Heizanlagen/Warmwasser, Tübingen

EGES 1987: Wärme-Kraft-Kopplung - Grunddaten zur Technologie von Blockheizkraftwerken und Heizkraftwerken für ausgewählte Versorgungsgebiete, EGES-Schriftenreihe Nr. 9, Bern

FICHTNER 1986: Schadstoffbewertung der Heizsysteme - Einfluß von emissionsmindernden Maßnahmen auf die Schadstoffbewertung der Heizsysteme unter Berücksichtigung der damit verbundenen Kosten, Örtliche u. regionale Energieversorgungskonzepte Bd. 10, Bonn

HMWT 1987: Moderne Zentralheizungstechnik - Ein Handbuch, Hessischer Minister für Wirtschaft und Technik, Wiesbaden

IFE 1988: Emissionen von Holzfeuerungen, T.Nussbaumer, Studie im Rahmen des Nationalen Foschungsprogramms 12, ETH-Institut für Energietechnik, Zürich

JENSCH 1988: Vergleich von Energieversorgungssystemen unterschiedlicher Zentralisierung, IfE-Schriftenreihe Heft 22, München

JUNG 1985: Anmerkungen zu den Emissionsvergleichen des Umweltbundesamtes zu den verschiedenen Heizungssystemen, VDEW-Abt.K, Frankfurt

KFA 1983: Stand und Entwicklungstendenzen der Raumwärmeversorgung der Haushalte - Vergleich ausgewählter Heizungssysteme unter energetischen, ökonomischen und ökologischen Gesichtspunkten, Spezielle Berichte KFA Jülich Nr. 234-Bd.3, Jülich

KFA 1986: Analyse der Auslegung, des Betriebs und der Beschaffung von Heizsystemen für Haushalte, KFA Jülich jül-spez 384, Jülich

MAIER 1986: Umweltvergleich von elektrischen mit anderen Heizsystemen Teil II: Bewertung ausgewählter Systeme zur Hausheizung unter dem Aspekt der Schadstoffabgabe, FICHTNER-Studie im Auftrag der FTA, Stuttgart

PROGNOS 1987b: Rationelle Energieverwendung und -erzeugung ohne Kernenergienutzung, i.A. des Ministeriums für Wirtschaft NRW, Basel

PROGNOS/FICHTNER 1984: Parameterstudie Örtliche und Regionale Versorgungskonzepte für Niedertemperaturwärme, Frankfurt

SCHAEFER 1985: Nutzungsgradketten bei der Raumwärme, in: El.Wirtschaft vol.(1984), S. 539 ff

TRAUBE 1987: Wirtschaftlichkeit der Kraft-Wärme-Kopplung und Hindernisse für ihren Ausbau durch kommunale Versorgungsunternehmen, K.Traube unter Mitarbeit von C.Zeine, i.A. des Ministers für Wirtschaft NRW, Hamburg

VDEW 1989: pers.Mitt. der Herren Schulz und Turowski bei einem Gespräch über GEMIS am 8.März 1989, Vereinigung Deutscher Elektrizitätwerke, Frankfurt

WEC 1988: Environmental Effects Arising from Electricity Supply and Utilisation and the Resulting Costs to the Utility, World Energy Conference Report, London

2.3 Prozeßketten für Energiesysteme

Im GEMIS-Programm werden über die bisher diskutierten Heizsysteme hinaus auch die Umweltaspekte von Anlagen berücksichtigt, die zur Bereitstellung von Brennstoffen für Heizsysteme benötigt werden, z.B. Kohlebergwerke, Ölraffinerien, Gas-Pipelines. Diese Anlagen zählen zur sogenannten vorgelagerten Prozeßkette, deren Energie- und Emissions-Kenndaten im folgenden diskutiert werden. Nach der Darstellung der Basisdaten für diese vorgelagerten Prozeßketten wird jeweils eine Zusammenfassung der Emissionen angegeben, die mit der Bereitstellung einer Einheit Brennstoffenergie frei Verbraucher verbunden sind. Diese endenergiebezogenen Emissionsfaktoren treten zusätzlich zu den brennstoffbezogenen Emissionsfaktoren auf.Die vorgelegten Daten beruhen auf eigenen Recherchen und Berechnungen sowie auf Diskussionen mit der projektbegleitenden Arbeitsgruppe und externen Ansprechpartnern, insbesondere Verbänden.

2.3.1 Elementare Prozesse in GEMIS

Im folgenden werden elementare Prozesse beschrieben, die im Rahmen des GEMIS-Programms in mehreren Prozeßketten verwendet werden. Diese Elementar-Prozesse werden über Daten definiert, die möglichst breit abgesichert sind.

Transportsysteme

Als ein wichtiges Grund-Datum geht der Energieaufwand für Transportleistungen in die Prozeßketten ein. Ergebnisse von Abschätzungen für diesen Transportaufwand sind in Tabelle B-3/1 aufgeführt, wobei die für das GEMIS-Projekt angesetzten Daten einer Studie der TH Aachen entstammen <VIA 1986>. Diese Untersuchung wurde herangezogen, da ihre Werte durch Betriebsmessungen und darauf aufbauenden Modellrechnungen ermittelt wurden. Die Gegenüberstellung mit anderen Quellen zeigt, daß für GEMIS gewählte Daten im Trend liegen. Bei Lkw wird für das Jahr 1995 unterstellt, daß eine Verbesserung der Effizienz (5 %) gegenüber den PROGNOS-Daten (Basisjahr 1985) erreicht wird, wenn 50 % der Fahrzeugflotte mit verbesserten Dieselantrieben (vgl. OECD 1988b, WEC 1988) ausgerüstet ist.

Tabelle 53 Endenergie für Gütertransporte

	KFA 1977	VIA 1986	PROGNOS 1987a	WEC 1988	GEMIS 1989
Lkw	2,63	2,50	2,60	-	2,50
Eisenbahn	0,09	0,10	0,11	-	0,10
Binnenschiff	1,27	0,50	0,60	-	0,50
Hochseeschiff	0,06	0,05	-	0,05	0,05
Öl-Pipeline	-	0,07	-	-	0,07

(Angaben in [MJinput/t*km])

Von den Angaben der WEC-Studie <WEC 1988> wurde nur der spezifische Energiebedarf für Hochseetanker aufgeführt, da diese innerhalb der Grenzen anderer Arbeiten (z.B. USA-Studien: 0,044 MJ_{input}/t*km) liegen. Die anderen WEC-Verkehrsdaten sind dagegen so hoch, daß ein Fehler vorliegen muß, wie der Vergleich mit anderen Studien (IFEU 1988, PROGNOS 1987a, VIA 1986) zeigt. Für die Beschreibung von Transportprozessen im GEMIS-Programm können die o.g. Daten nicht direkt übernommen werden, da das Programm nicht den mit dem Transport verbundenen Brennstoffbedarf verwendet, sondern den "Bedarf an der Welle", d.h. Nutzenergiebedarf (Output des Hilfssystems). Das GEMIS-Programm unterscheidet zwischen

- einerseits Transportprozessen mit den hierfür erforderlichen Transportenergiebedarfen
- andererseits Hilfsprozessen, die diese Transportenergiebedarfe bereitstellen.

Zum Datensatz eines Transportsystems zählt in GEMIS nur die Nachfrage nach Antriebsenergie, während die mit der Bereitstellung dieser Antriebsenergie durch ein Hilfssystem verbundene Brennstoffmenge vom Programm über den Nutzungsgrad des Hilfssystems berechnet wird.

Die in obiger Tabelle genannten brennstoffbezogenen Werte wurden daher zur Eingabe in die GEMIS-Datenbasis auf Output-Werte umgerechnet, wobei Werte aus der WEC-Studie und der VIA-Untersuchung <VIA 1986> verwendet wurden:

Tabelle 54 Nutzenergiebedarf für Transportprozesse in GEMIS

	mech.Wirkungsgrad	Output
	[%]	[MJ/t*km]
Diesel-Lkw	20	0,500
elektr. Eisenbahn	90	0,090
Binnenschiff	40	0,200
Hochseeschiff	40	0,020
E-Motor Pipeline	92	0,064

Die brennstoffbezogenen Emissionsfaktoren der elementaren Transportsysteme wurden generell auf der Basis der Großfeuerungsanlagen-Verordnung und der TA Luft bestimmt, gelten also unabhängig vom Betriebsort für deutsche Randbedingungen[1]. Sofern spezifische Daten zu Emissionen vorlagen, wurden sie einbezogen.

Die Emissionen von Dieselmotoren der Transport-Lkw wurden nach PRGONOS- und UBA-Daten (PROGNOS 1987a, UBA 1989) unter der Voraussetzung bestimmt, daß der Schwefelgehalt des Dieselkraftstoffs dem von Heizöl EL entspricht.

Damit ergeben sich die folgenden Emissionsfaktoren:

1 Dies entspricht dem Vorgehen der FICHTNER-FTA-Studie <MAIER 1986>

Tabelle 55 Emissionsdaten eines Lkw-Dieselmotors

	Emissionsfaktor [kg/TJinput]
SO_2 :	75
NO_x :	1.360
Staub:	100
CO_2:	73.000

Die Dieselmotor-Emissionen von Binnenschiffen wurden ebenfalls nach UBA-Daten <UBA 1989> unter der Voraussetzung bestimmt, daß der Schwefelgehalt des Dieselkraftstoffs dem von Heizöl EL entspricht:

Tabelle 56 Emissionsdaten eines Schiff-Dieselmotors

	Emissionsfaktor [kg/TJinput]
SO_2:	75
NO_x:	990
Staub:	60
CO_2:	73.000

Die zum Transport von Rohöl und Kohle eingesetzten Hochseeschiffe verwenden zum Antrieb Dieselmotoren sowie Dampfturbinen. Wegen der besseren Energieausnutzung der schweren Schiffsdieselmotoren gegenüber Dampfturbinen werden mittlerweile nur noch wenige Hochseetanker mit Turbinen betrieben, der Anteil lag 1986 unter 20 % mit weiter fallender Tendenz <VIA 1986>. Wir gehen daher für die 90er Jahre von reinem Dieselmotor-Antrieb aus. Als Brennstoff wird Bunker-C-Öl angenommen, dessen Zusammensetzung und die resultierenden Emissionsfaktoren von uns in Anlehnung an das Emissionskataster für den Hamburger Hafen <LLOYD 1985> sowie Daten des Umweltbundesamtes <UBA 1989> definiert wurden. Diese Emissionsfaktoren stimmen größenordnungsmäßig mit denen überein, die in amerikanischen Studien verwendet werden.

Tabelle 57 Emissionsdaten eines Tanker-Dieselmotors

	Emissionsfaktor [kg/TJinput]
SO_2:	1.030
NO_x:	990
Staub:	60
CO_2:	79.000

Für Elektromotoren wird angenommen, daß sie Strom aus dem Verbundnetz von der 20 kV-Ebene beziehen, die zuzurechnenden Emissionen ergeben sich daher aus dem Kraftwerkspark zuzüglich Verteilverluste (vgl. unten).

Schließlich wird für den Gütertransport mit der Bahn angenommen, daß die heutige Erzeugungsstruktur von Bahnstrom in der Bundesrepublik <BMWI 1988> auch charakteristisch für die '90er Jahre ist.

Bahnstrom im GEMIS-Programm wird damit von den folgenden Kraftwerken bereitgestellt:

Tabelle 58 Kenndaten des Bahn-Kraftwerkspark

Erzeugungstyp	Anteil [%]
Atomkraftwerk	20
Wasserkraftwerk	15
Gas-Kraftwerk	15
Steinkohle-Kraftwerk	50

Die energetischen und emissionsseitigen Kenndaten der Kraftwerke entsprechen denen des öffentlichen Kraftwerksparks (vgl. unten). Die Verteilung des Bahnstroms erfolgt dagegen über ein eigenes Netz, das mit 8 % etwas höhere Verteilverluste (inkl. Umspannung) aufweist als das öffentliche Netz bis zur lokalen Stufe <VIA 1986>. Die Werte des Bahnstromnetzes zeigt die folgende Tabelle.

Tabelle 59 Kenndaten des Bahnstrom-Netzes

Eingangsanbindung:	Bahn-Kraftwerkspark
Transportverluste [%/100 km]:	8.0
Transportlänge [km]:	100

Mit dem GEMIS-Programm wurde eine zusammengefaßte Prozeßkette generiert, die alle Prozeßschritte frei Eisenbahn berücksichtigt. Die folgende Tabelle zeigt die Kenndaten dieser Prozeßkette.

Tabelle 60 Kenndaten der Prozeßkette Bahnstrom

	Emissionsfaktor [kg/$TJ_{Endenergie}$]
SO_2:	111,2
NO_x:	122,6
Staub:	13,8
CO_2:	162.000
PE-Nutzungsgrad [%]:	35,7

Öffentliche Kraftwerke und Stromnetz

Weitere wichtige Basissysteme im GEMIS-Programm sind Kraftwerke sowie das zugehörige Verteilungsnetze.

Die öffentliche Stromerzeugung der Bundesrepublik zu Beginn der '90er Jahre wird in Anlehnung an die Trend-Variante der jüngsten PROGNOS-Studie <PROGNOS 1987b> modellmäßig erfaßt, da diese Untersuchung weitgehend auf der früheren Studie für den Bundeswirtschaftsminister beruht <PROGNOS 1984>, aber datenseitig aktualisiert wurde. Damit ergibt sich für die Öffentliche Stromversorgung die folgende Kraftwerksverteilung zu Beginn der '90er Jahre:

Tabelle 61 Kenndaten des Strom-Kraftwerkspark

Erzeugungstyp	Anteil [%]
Braunkohle-Kraftwerke	20
Vollwertkohle-Kraftwerke	20
Ballastkohle-Kraftwerke	10
Atomkraftwerke	35
Wasserkraftwerke	5
Gas-Kraftwerke	5
Öl-Kraftwerke	5

Die Brennstoffe der Kraftwerke wurden in Anlehnung an Daten in <FICHTNER 1986> definiert[2] und entsprechen in guter Näherung auch den in der WEC-Studie genannten Brennstoffen <WEC 1988>.

Die Kenngrößen zum spezifischen Abgasvolumen, die Heizwerte sowie CO_2-Emissionsfaktoren wurden mit der im GEMIS-Programm implementierten Verbrennungsrechnung bestimmt (vgl. Kapitel B-5).

Die Emissionsfaktoren für SO_2, NO_x und Staub wurden auf der Grundlage der gesetzlichen Regeln (GFAVO/UMK, TA Luft) und Betriebserfahrungen für den EDS STANDARD bestimmt, wobei Daten von großen Feuerungen (vgl. Kapitel 1.1) angesetzt wurden.

Der Kraftwerkspark wird entsprechend der Projektfragestellung für den Beginn der '90er Jahre betrachtet und angenommen, daß die Entschwefelung und Enstickung der EVU-Kraftwerke erfolgt ist. Dies wird durch Zeitpläne der EVU zur Rauchgasreinigung bestätigt (HAMACHER/KRÜGER 1988, HILDEBRAND 1988).

Die folgenden Tabellen zeigen die Emissionswerte der Kraftwerke.

---

2 vgl. zu den Brennstoffdaten Anhang 5

Tabelle 62 Emissionsdaten von Braunkohle-Kraftwerken

	C_{roh}	n_{RGR}	C_{rein}	E-Faktor
	[mg/m³]	[%]	[mg/m³]	[kg/TJ$_{input}$]
SO_2:	1.400	89	153	62
NO_x:	500	60	200	81
Staub:	10.000	99,75	25	10
CO_2:	112.000	-	-	112.000

Tabelle 63 Emissionsdaten von Steinkohle-Kraftwerken

	C_{roh}	n_{RGR}	C_{rein}	E-Faktor
	[mg/m³]	[%]	[mg/m³]	[kg/TJ$_{input}$]
SO_2:	1.930	90	200	71
NO_x:	900	80	180	64
Staub:	10.000	99,75	25	9
CO_2:	-	-	-	93.000

Tabelle 64 Emissionsdaten von Ballastkohle-Kraftwerken

	C_{roh}	n_{RGR}	C_{rein}	E-Faktor
	[mg/m³]	[%]	[mg/m³]	[kg/TJ$_{input}$]
SO_2:	3.890	90	389	130
NO_x:	1.000	82	180	60
Staub:	10.000	99.75	25	8
CO_2:	-	-	-	91.600

Tabelle 65 Emissionsdaten von Erdgas-Kraftwerken

	C_{roh}	n_{RGR}	C_{rein}	E-Faktor
	[mg/m³]	[%]	[mg/m³]	[kg/TJ$_{input}$]
SO_2:	1	-	1	0,3
NO_x:	400	75	100	28
Staub:	0,4	-	0,4	0,1
CO_2:	-	-	-	55.000

Tabelle 66 Emissionsdaten von Heizöl-S-Kraftwerken

	C_{roh}	n_{RGR}	C_{rein}	E-Faktor
	[mg/m^3]	[%]	[mg/m^3]	[kg/TJ$_{input}$]
SO_2:	3.155	90	312	90
NO_x:	900	50	450	130
Staub:	500	95	25	7
CO_2:	-	-	-	78.000

Alle Nutzungsgrade der Kraftwerke wurden auf der Basis der WEC-Studie sowie der IFE-Studie <JENSCH 1988> ermittelt und stellen Netto-Größen dar, d.h. der Eigenbedarf der Kraftwerke (u.a. Pumpen, Rauchgasreinigung, Gebläse) wurde berücksichtigt. Die folgende Tabelle zeigt die jeweiligen Nutzungsgrade.

Tabelle 67 Übersicht zu Nutzungsgraden von Kraftwerken

Kraftwerkstyp	WEC 1988[1)]	JENSCH 1988[2)]	GEMIS[2)]
Braunkohle	37.5	34.0	36.0
Steinkohle	39.5	36.0	37.5
Öl	41.0	37.0	39.5
Gas	42.0	37.5	40.0
AKW[3)]	33.0	32.5	34.0

(Angaben netto in [%], bezogen auf Brennstoffeinsatz)

Anmerkungen:

1) = Werte für Neuanlagen bei Vollast

2) = Werte für Kraftwerksbestand in der BRD

3) = Druckwasserreaktor

Für die Stromverteilung wurde angenommen, daß über die Hochspannungs- und Mittelspannungsebene und unter Einrechnung der lokalen Verteilerstufe (0,4 KiloVolt-Leitung) Gesamt-Verluste von durchschnittlich 5 % auftreten. Hierbei sind die Umspann-Verluste eingerechnet.

Die folgenden Tabellen zeigen die Einzelwerte des Stromverteilnetzes.

Tabelle 68 Kenngrößen des 380-kV-Stromnetzes

Eingangsanbindung:	Strom-KW-Park
Transportverluste [%/100 km]:	0,25
Transportlänge [km]:	100

Tabelle 69 Kenngrößen des 110-kV-Stromnetzes

Eingangsanbindung:	Stromnetz 380 kV
Transportverluste [%/100 km]:	0,35
Transportlänge [km]:	100

Tabelle 70 Kenngrößen des 20-kV-Stromnetzes

Eingangsanbindung:	Stromnetz 110 kV
Transportverluste [%/100 km]:	1,0
Transportlänge [km]:	50

Tabelle 71 Kenngrößen des 0,4-kV-Stromnetzes

Eingangsanbindung:	Stromnetz 20 kV
Transportverluste [%/100 km]:	800
Transportlänge [km]:	0,5

Aus den vorstehenden Netz- und Kraftwerksdaten wurde mit GEMIS eine Prozeßkette generiert, die alle Strom-Daten bis zum Verbraucher zusammenfaßt.

Die folgende Tabelle gibt die entsprechenden Werte wieder.

Tabelle 72 Kenndaten der Prozeßkette Stromnetz-frei-Haus

	Emissionsfaktor [kg/$TJ_{Endenergie}$]
SO_2:	132,4
NO_x:	141,3
Staub:	15,5
CO_2:	172.000
PE-Nutzungsgrad [%]:	33,1

Kraft-Prozesse

Neben Transportsystemen und Strombereitstellung wird auf vielen Prozeßstufen auch mechanische Hilfsenergie benötigt. Dies gilt z.B. für Bohr- und Förderanlagen, Verdichter und sonstige Hilfssysteme.

In der folgenden Tabelle werden die Nutzungsgrade dieser Modell-Prozesse wiedergegeben, wobei als Datenbasis die WEC-Studie und die VIA-Untersuchnug <VIA 1986> dienten.

Die Emissionsfaktoren dieser Systeme hängen stark vom Einsatzbrennstoff ab, der je nach Einsatzzweck variiert. Daher werden die jeweiligen Emissionsfaktoren bei den betroffenen Prozeßstufen diskutiert.

Tabelle 73 Nutzungsgrade von kraftliefernden Systemen

System	Nutzungsgrad [%]
Elektro-Motor	90
Dieselmotor	30
Gasturbine	30

2.3.2 Kenndaten von Brennstoff-Prozeßketten

Im folgenden werden die wichtigsten Brennstoff-Prozeßketten (Öl, Gas, Stein- und Braunkohle, Uran und Biomasse) hinsichtlich der energetischen Daten, auftretender stofflicher Verluste und emissionsverursachender Prozesse diskutiert.

Weiterhin werden die den Prozessen zuzuordnenden brennstoffbezogenen Emissionsfaktoren dargestellt, wenn direkte Schadstoffabgaben auftreten.

Soweit Hilfenergien (Wärme, Kraft) nachgefragt werden, beziehen sich die Bedarfsdaten auf den Output des die Hilfsenergie bereitstellenden Systems, bezogen auf den Output des die Hilsenergie nachfragenden Prozesses [TJout,Hilf/TJout,Prozeß].

Zudem sind für den Fall, daß mehrere Prozesse an einer Prozeßstufe teilnehmen (z.B. zwei Transportarten für Primärenergie), die jeweiligen Einzeldaten ausgewiesen und zusätzlich der prozentuale Anteil genannt[3].

Die Systematik der Daten wird in der folgenden Abbildung nochmals verdeutlicht.

Abbildung 1 Systematik von GEMIS-Prozeßketten

3 Im GEMIS-Programm werden diese prozentualen Aufteilungen wie eigene Anlagen behandelt und als Dispatcher bezeichnet (vgl. näher Kapitel B-5).

Prozeßkette Erdöl

Die mit der Gewinnung, Aufbereitung und Transport von Erdöl verbundenen Energie- und Umweltaspekte gehören zu den umstrittensten Daten in der vorliegenden Literatur. Daher sollen die im GEMIS-Programm zu verwendenden Daten ausführlich diskutiert werden, wobei die jeweils stattfindenden Prozesse beschrieben und die u.E. zu unterstellenden Kenndaten erläutert werden. Einen Überblick zu der GEMIS-Prozeßkette für Öl gibt die folgende Abbildung.

Abbildung 2 Schema der GEMIS-Prozeßkette Öl

Rohöl-Aufkommen

Die Rohöl-Versorgung der Bundesrepublik erfolgt vereinfacht gesehen auf drei Wegen: einerseits wird Rohöl über die internationalen Tankerrouten vor allem aus Afrika und dem Nahen Osten (überwiegend OPEC) geliefert, andererseits wird über Pipelines Nordseeöl angelandet. Hinzu kommt ein geringer Anteil heimischer Förderung.

Die Aufteilung dieser Ströme wird für den Zeitraum der 90er Jahre aus der zeitlichen Entwicklung der Importe der letzten Jahre abgeleitet <MWV 1988a>. Die Anteile der wichtigsten Herkunftsregionen von Ölimporten zeigt die folgende Tabelle in prozentualen Werten.

Tabelle 74 Vereinfachte Rohölimportstruktur der BRD

Liefergebiet	1985	1986	1987
Westeuropa/Nordsee	32,5	35,3	39,3
OPEC	54,5	56,0	47,4
Südamerika, UdSSR	13,0	8,7	13,3

(gerundete Werte in [%], bezogen auf Gesamt-Importe)

Bei der Verteilung des Rohöl-Aufkommens ist zu beachten, daß derzeit rd. 15 Mio t Heizöl EL und rd. 3 Mio t Heizöl S als raffinierte Produkte importiert werden, wobei die Herkunft dieser Produkte überwiegend bei westeuropäischen Ländern zu suchen ist, die z.T. allerdings wiederum hierfür Rohöl importieren <MWV 1988a>.

Wird vereinfachend diese Menge zu den deutschen Importen von Rohöl aus Westeuropa hinzugezählt (und damit implizit als Herkunft die Nordsee unterstellt), steigt der Anteil dieser Herkunftsregion auf Werte um 52 %, während der OPEC-Anteil auf rd. 37 % sinkt.

Unter dieser Abgrenzung ist für die '90er Jahre anzunehmen, daß die Nordsee-Förderung weiter ausgebaut wird und bei Werten um 45 % bleibt. Hinzu wird ein Anteil von 5 % aus der UdSSR gezählt, da hier die Transportentfernungen in der gleichen Größenordnung liegen.

Für die OPEC-Importe wird ein Anteil von 45 % angenommen und weitere 3 % aus Südamerika dazugezählt, da auch hier die Transportentfernungen in beiden Fällen vergleichbare Größenordnungen aufweisen.

Für die heimische Ölförderung wird ein Anteil von 2 % angenommen, dies entspricht einer jährlichen Förderquote von etwa 2,5 - 3 Mio. t Rohöl.

Die folgende Tabelle zeigt die für die GEMIS-Modelldaten gewählten Werte.

Tabelle 75 GEMIS-Rohölimportstruktur der BRD (Werte für Beginn der '90er Jahre)

Liefergebiet	[%]	Transport-System
Nordsee	50	Rohöl-Pipeline Ausland
OPEC	48	Rohöl-Tanker
BRD	2	Rohöl-Pipeline BRD

Erdöl-Exploration

Vor der Gewinnung von Rohöl steht die Exploration, also die Suche nach und Erschließung von Lagerstätten. In der Abgrenzung der Prozeßkette kann dieser Aspekt in der Regel ausgeklammert werden, zumal hierzu nur wenige Daten vorliegen. Die amerikanische Literatur gibt Werte für die onshore-Ölexploration an (<DOE 1983>, <EPA 1979>, <RADIAN 1976>), die den Treibstoffverbrauch für Probebohrungen und Transport des Bohrgestänges reflektieren, und gegenüber der Gesamtförderung bei fündigen Lagern gering sind: einem Treibstoff-Äquivalent für das gesamte Bohrprogramm von rd. 3160 TJ steht eine Gesamtförderung in der Lebensdauer des Feldes von rd. 3,8*106 TJ gegenüber, also rd. 0,08 % des Energieinhalts der Gesamtförderung. Da durch sekundäre und tertiäre Fördertechniken (vgl. unten) die Fördermenge nochmals um den Faktor 1,5-3 gesteigert werden kann, ist der Explorationsaufwand mit weniger als 0,05 % des Energieinhalts der Ölförderung u.E. vernachlässigbar. Dies wird auch durch Daten einer IIASA-Studie zur Ölgewinnung in der Nordsee gestützt <KLITZ 1980>.

Öl-Förderung

Primäre Fördertechniken

Zur primären Ölgewinnung ist, abhängig von Fördertiefe, Reservoirdruck und Viskosität, Pumparbeit erforderlich. Diese Pumparbeit wird in verschiedenen amerikanischen Untersuchungen mit 0,1 - 0,3 % der geförderten Energiemenge abgeschätzt. Vor allem die EPA- und RADIAN-Studien geben einen Strombedarf für Pumpen von 0,1 % der geförderten Energiemenge an (<EPA 1979>, <RADIAN 1976>).

Die WEC-Studie nennt unter Bezug auf statistisches Material der Internationalen Energie-Agentur (IEA) Werte von 0,2 % (Wärme) plus rd. 0,1 % Strom, wobei eine Aufteilung der in der Statistik zusammen genannten Werte von Öl-Bedarf und Gas-Bedarf vereinfachend jeweils auf die Öl- rsp. Gasgewinnung vorgenommen wurde <WEC 1988>. Wird der Stromanteil als Pumparbeit interpretiert, stimmt dies mit den amerikanischen Quellen überein, ebenso der dann verbleibende Aufwand, der zur Aufbereitung verwendet wird (Prozeßwärme, vgl. unten). Abschätzungen der ESSO für den Nahen Osten und die Nordsee liegen zwischen 0,5 und 1 % der geförderten Energie für Pumparbeit plus aller weiterer Hilfsenergien, angegeben in Brennstoffäquivalenten <ESSO 1980>.

Eine IIASA-Studie über den Energieaufwand für die Ölgewinnung in der Nordsee <KLITZ 1980> gibt als Brennstoffaufwand für die Offshore-Rohölförderung einen Wert von rd. 0,2 GJ/t an, dies sind rund 0,4 % des Energieinhalts (Hu) des Rohöls bzw. 0,1 % umgerechnet auf den Hilfsenergiebedarf.

Über die o.g. internationalen Daten hinaus wurde im Rahmen des GEMIS-Projekts eine physikalisch-technische Abschätzung des Kraftaufwands für die Erdölförderung durchgeführt.

Hierzu wurde angenommen, daß eine Modell-Förderanlage Rohöl aus 2000 m Tiefe mit einer Förderrate unter 1 m/s pumpt. Hierfür ist eine physikalische Hubarbeit in der Größenordnung von 20 kJ/kg Rohöl notwendig, die aber durch innere und äußere Reibung noch um die entsprechende Mehrarbeit ergänzt werden muß. Zur Abschätzung dieser Arbeit wurde die Transportgleichung der VIA-Studie <VIA 1986> für kleine Pipeline-Durchmesser mit einer Höhendifferenz von 1000 m/km, d.h. senkrechte Förderung, mit einem angenommenen Pumpen-Wirkungsgrad von 50 % <RISCHMÜLLER 1986> gelöst. Damit ergibt sich eine zusätzliche Arbeit in der Größenordnung von 30 kJ/kg Rohöl.

Zusammen ist demnach eine Arbeit von rd. 0,05 MJ/kg Rohöl erforderlich, dies entspricht bei einem Wirkungsgrad des elektrischen Antriebs von 90 % etwa 0,1 % Strom, bezogen auf den Heizwert des Rohöls. Dieses Ergebnis steht in guter Übereinstimmung mit Stromverbrauchs-Meßwerten von deutschen Ölfirmen an verschiedenen Pumptypen <BUYKEN/WALDVOGEL 1985> und den o.g. internationalen Werten.

Sekundäre Öl-Förderung

Die vorstehend diskutierten primären Fördertechniken nutzen die in den Öllagerstätten vorhandenen Inventare in der Regel nur zu rund 30 % aus. Da ein großer finanzieller Aufwand mit der Exploration und Erschließung fündiger Felder verbunden ist, wurden verschiedene Technologien entwickelt, die eine weitergehende Ausbeute der Lagerstätten erlauben.

Nach amerikanischen Quellen wird bei Onshore-Ölförderung als verbesserte Technik (sekundäre Förderung) das Einpressen von Wasser in das Ölvorkommen verwendet, wobei eine Injektion von rd. 10 l Wasser je Liter geförderten Öls anzusetzen ist. Das zugehörige Pumpsystem erfordert rd. 0,6 % der geförderten Energie (<EPA 1979>, <RADIAN 1976>), die zu dem konventionellen Bedarf (vgl. oben) hinzukommen. Als Hilfsenergiebedarf ergibt sich mit einem Nutzungsgrad der Dieselpumpen von 30 % ein Wert von 0,18 % der mit sekundärer Technik geförderten Öl-Energiemenge zusätzlich zum primären Aufwand von 0,09 %. Werden hierfür die modellmäßigen elektrischen Pumpen angenommen, errechnet sich ein Gesamt-Strombedarf von 0,3 %, bezogen auf den Heizwert des mit sekundärer Technik geförderten Öls. Die IIASA-Untersuchung für die Nordsee gibt für sekundäre Fördertechniken einen Brennstoffbedarf von rd. 0,4 GJ/t an, dies entspricht rund 1 % des Heizwerts des geförderten Öls bzw. 0,3 % umgerechnet auf Hilfsenergiebedarf <KLITZ 1980>.

Als Standard-Wert der OPEC- und der Nordsee-Felder nehmen wir einen 20 bzw. 35 % Anteil der sekundären Techniken an der Gesamtförderung an. Damit wird einbezogen, daß zukünftig vermehrt diese Technologie eingesetzt werden muß, um die erschlossenen Felder besser auszunutzen.

In der BRD ist mittlerweile die sekundäre Förderung als Normalfall anzusehen, zum Teil wird auch tertiäre Fördertechnik verwendet.

Tertiäre Öl-Förderung (Enhanced Oil Recovery)

Über die Wasserflutung hinaus kann höherviskoses Erdöl oder solches in einer ungünstigen Matrix (poröser Fels, Mergel) mithilfe tertitärer Techniken gewonnen werden. Derzeit kommen zwei solcher Techniken zur Anwendung:

- Dampfinjektion, bei der durch in das Vorkommen eingepumpten heißen Dampf die Viskosität des Rohöls herabgesetzt und so eine größere Ausbeute möglich wird (Thermally Enhanced Oil Recovery = THEOR)
- CO2-Injektion, um den Reservoirdruck zu erhöhen

Für den THEOR-Prozeß mit Dampfinjektion wird ein Bedarf an Brennstoff für Prozeßwärme genannt, der bei 30 % des Energiegehalts des tertiären Öls liegt (<EPA 1979>, <RADIAN 1976>).

Für die CO2-Injektion wird angegeben, daß die Kompressionsarbeit 0,75 MJ/m3 CO2 beträgt, entsprechend einem Hilfsenergiebedarf von rd. 2 % des Öl-Outputs (<EPA 1979>, <RADIAN 1976>).

GEMIS-Daten zur Rohöl-Förderung

Für 80 % des Rohöl aus den OPEC-Staaten (überwiegend Naher Osten) rechnen wir, in Anlehnung an unsere physikalische Abschätzung sowie WEC und ESSO, mit einem Hilfsenergiebedarf von 0,1 %, bezogen auf den geförderten Öl-Energiegehalt.

Für 20 % der Förderung sollen sekundäre Techniken verwendet werden, wofür ein höherer Hilfsenergiebedarf von 0,27 % angesetzt wird (vgl. oben).

Bezogen auf die Gesamt-Förderung sind dies somit 0,8*0,1 % + 0,2*0,27 % = 0,13 % der gesamten geförderten Energiemenge. Bei einem mechanischen Wirkungsgrad der elektrischen Pumpen von 90 % entspricht dies einem Strombedarf von 0,15 %, bezogen auf den Rohöl-Heizwert.

Wir gehen davon aus, daß für 65 % des Nordseeöls rd. 0,5 % der geförderten Energiemenge als Brennstoff für Pumpen usw. aufzuwenden sind, wobei diese Arbeit durch Gasturbinen bereitgestellt werden soll. Der Einsatz solcher Aggregate wird wegen der gleichzeitigen Gasförderung unterstellt. Dies entspricht einem Hilfsenergiebedarf von rd. 0,15 % der geförderten Rohöl-Energie.

Für weitere 35 % des Nordseeöls unterstellen wir eine Verpressung von Wasser (sekundäre Förderung), die gegenüber der primären Förderung mehr Kraftaufwand erfordert (vgl. Diskussion oben).

Somit ergibt sich für die Nordseeöl-Anteile ein Hilfsenergiebedarf von 0,65*0,15 % + 0,35*0,3 % = 0,20 % der gesamten geförderten Energiemenge. Die Bereitstellung dieser Hilfsenergie durch Gasturbinen mit einem Jahresnutzungsgrad von 30 % erfordert damit eine Brennstoffenergie, die rd. 0,7 % der geförderten Öl-Energie entspricht. Dies stimmt - unter Einbeziehung von 0,3 % für die Aufbereitung (vgl. unten) gut überein mit dem ESSO-Wert von 1 % Hilfsenergie, bezogen auf den geförderten Energiegehalt des Nordsee-Öls <ESSO 1980>.

Für den gesamten Anteil des in der Bundesrepublik geförderten Erdöls unterstellen wir, daß tertiäre Fördertechnik (Dampfinjektion) verwendet wird. Wegen der Möglichkeit zur Wärmerückgewinnung bei der Dampfinjektion (zur Öl-Aufbereitung) wird ein maximaler Hilfsenergiebedarf (Prozeßwärme) von 25,5 % angenommen, der durch einen Kessel gedeckt werden soll, der anfallendes Erdölgas als Brennstoff einsetzt. Hierfür ist bei einem Nutzungsgrad des Kessels von 0,85 ein Brennstoffbedarf von 30 % der geförderten Rohöl-Energie notwendig. Der Hilfsenergiebedarf für Pumpen wird wie für sekundäre Techniken 0,27 % bzw. als Strom 0,3 % des Rohöl-Heizwerts angesetzt.

Rohöl-Aufbereitung

Nach dem Austritt des Rohöls am Bohrloch wird es über ein Pipeline-System zu einer Anlage gepumpt, die zur Trennung von Öl, Gas und Wasser dient. Diese Emulsionstrennung erfordert:

- Destabilisierung der Grenzflächen zwischen Wasser- und Öltropfen
- Koagulation der Öltropfen, Trennen der Öl- und Wasserphase

Um die Emulsion zu dehydrieren, werden vier Methoden verwendet:

- Erhitzen
- Chemische Behandlung
- Elektrizitätsanwendung (elektrische Felder)
- Absetzen (Schwerkrafteinfluß)

Die Erhitzung der Emulsion wird generell als unterstützende Behandlung eingesetzt, um den Prozeß zu beschleunigen. Die chemische Behandlung nutzt grenzflächenaktive Substanzen und wird durch Wärmeeinfluß verbessert. Alle vier Methoden werden üblicherweise kombiniert in Prozeßkolonnen (sogenannte heater-treater) durchgeführt.

Die anschließende Gas-Öl-Trennung erfolgt mit verschiedenen, meist mechanischen Abscheidetechniken. Das rückgewonnene Gas wird zur Aufbereitung geleitet, wo eine Reinigung erfolgt (vgl. unten).

Als Energieverbrauch für die gas- oder ölbefeuerten "Heater-Treater" wird, in Abhängigkeit vom Salz-Gehalt ("brine") der Emulsion (2-50 %), mit Werten zwischen 0,1 und 4,7 % der durchgesetzten Rohöl-Energie gerechnet <RADIAN 1979>. Aus der WEC-Studie kann für den Öleinsatz bei der Produktion ein Wert von 0,2 % der produzierten Menge abgeleitet werden, wobei diese Daten auf Statistiken beruhen <WEC 1988>.

Als Standard-Wert für alle Rohöle gehen wir von 0,3 % des geförderten Rohöls als Brennstoffaufwand für die Aufbereitung aus, d.h. bei einem Jahresnutzungsgrad von 85 % für Prozeßwärme-Bereitstellung ein Hilfsenergiebedarf von rd. 0,26 % der geförderten Energiemenge. In der BRD sowie in der Nordsee soll dieser Prozeßwärmebedarf durch Gaskessel gedeckt werden, die mit Erdölgas befeuert werden. Für OPEC-Öl wird dagegen der Einsatz eines Schwerölkessels angenommen.

Die folgenden Tabellen fassen die zur Bereitstellung von Rohöl free on board (fob) eines Tankers bzw. frei Öl-Pipeline erforderlichen Aufwände an Hilfsenergien (Kraft- bzw. Prozeßwärme-Bedarf) zusammen.

Tabelle 76 Kenndaten der Rohöl-Förderung OPEC

Primärenergiequelle:	Erdöl
Hilfsenergie 1:	Elektromotor
Hilfsenergiebedarf 1 [%]:	0,13
Hilfsenergie 2:	Schwerölkessel
Hilfsenergiebedarf 2 [%]:	0,26

Tabelle 77 Kenndaten der Rohöl-Förderung Nordsee

Primärenergiequelle:	Erdöl
Hilfsenergie 1:	Gas-Verdichter
Hilfsenergiebedarf 1 [%]:	0,20
Hilfsenergie 2:	Erdölgaskessel
Hilfsenergiebedarf 2 [%]:	0,26

Tabelle 78 Kenndaten der Rohöl-Förderung BRD

Primärenergiequelle:	Erdöl

Hilfsenergie 1:	Elektromotor
Hilfsenergiebedarf 1 [%]:	0,27
Hilfsenergie 2:	Erdölgaskessel
Hilfsenergiebedarf 2 [%]:	25,5

Transport von Rohöl

Tanker-Transport

Der Übersee-Öltransport erfolgt überwiegend mit großen Tankern, die schweres Heizöl (Bunker C) als Treibstoff verbrennen. Für den Hochseetransport von Rohöl wird eine Strecke von 8800 km angenommen, die sich als gewichtetes Mittel der heutigen globalen Tankerrouten nach der WEC-Studie ergibt <WEC 1988>. Der Brennstoffaufwand für den See-Transport liegt bei 440 MJ je Tonne transportierten Rohöls bzw. rund 1,1 % des Öl-Heizwerts.

Wir gehen vom Transportenergiewert der VIA-Studie von 0,05 MJ/t*km bzw. 0,02 MJ_{output}/t*km aus.

Tabelle 79 Kenndaten des Rohöl-Tankers

Eingangsanbindung:	Rohöl-Förd. OPEC
Transportierter Brennstoff:	Rohöl
Hilfsenergie:	Tanker-Dieselmotor
Hilfsenergiebedarf [MJ/t.km]:	0,02
Transportlänge [km]:	8.800

Pipeline-Transport

Für den Transport des Nordsee-Öls zur Raffinerie wird die Verwendung einer Pipeline unterstellt, die mit elektrischen Pumpen angetrieben wird, da nur in Ausnahmefällen verbrennungsmotorisch betriebene Verdichter zum Einsatz kommen (z.B. Alpen-Pipeline nach Triest). In der VIA-Studie wurden ausführlich die Transportenergiebedarfe von Rohöl- und Produkt-Pipelines bei unterschiedlichen Auslastungen untersucht und repräsentative Auslastungen diskutiert <VIA 1986>, sodaß für die GEMIS-Modelldaten auf diese Werte zurückgegriffen wird. Bei einer Auslastung von 25 % der Nennleistung, Rohdurchmessern um 1000 mm und Höhendifferenzen um 1 m/km werden spezifische Bedarfe von 0,07 MJStrom/t*km genannt.

Damit ergibt sich ein Hilfsenergiebedarf von 0,064 MJ_{output}/t*km (Nutzungsgrad der elektrischen Antriebe 90 %). Als mittlere Transportdistanz wird für Nordseeöl 250 km bis zur Raffinerie angenommen. Die folgende Tabelle gibt einen Überblick zum System Rohöl-Pipeline.

Tabelle 80 Kenndaten der Rohöl-Pipeline

Eingangsanbindung:	Rohöl-Förd. Nordsee

Transportierter Brennstoff:	Rohöl
Hilfsenergie:	Elektromotor
Hilfsenergiebedarf [MJ/t.km]:	0,064
Transportlänge [km]:	250

Raffinerie für Heizöl

Die (Modell-)Raffinerie wird hinsichtlich der Raffinationsverluste und des Energiebedarfs nach Daten von modernen europäischen Anlagen angesetzt. So wird berücksichtigt, daß ein Teil des deutschen Heizöls bereits im benachbarten Ausland (Holland, Skandinavien) raffiniert wird.

Dabei wird unterstellt, daß die spezifischen Aufwände für die Raffinerie-Produkte Heizöl EL bzw. Dieselkraftstoff sowie Heizöl S den mengenmäßigen Verhältnissen entsprechen, die sich aus dem Gesamt-Aufwand des Raffineriebetriebs für alle Produktarten (also inclusive nichtenergetischer Verwendung) ergeben. Somit wird keine Bewertung des Produkt-Heizwerts als Gewichtungsfaktor des zurechenbaren Energieaufwand angesetzt. Die WEC-Studie gibt Energieaufwände von Raffinerien in Anhängigkeit der Produkte an:

Raffinerie-Typ	**Prozesse**	**Energiebedarf [% des Input]**
einfach	Destillation/Behandlung	2-4
mittel	Destillation/Behandlung	4-6
	Konversion	
komplex	Destillation/Behandlung	6-10
	Konversion, spezielle Produkte	

(übersetzt nach <WEC 1988>, S. 180)

Die WEC-Studie unterstellt unter Berücksichtigung der Tendenz zur Produktion leichterer Faktionen einen mittleren Energiebedarf von rd. 6 % des Heizwerts des Rohöl-Inputs, der mit dem Wert der IEA-Statistik von 6,5 % gut übereinstimmt <WEC 1988>. Europäische Daten <HAMANN 1985>, Angaben der CONCAWE <CONCAWE 1986a> sowie des Mineralölwirtschafts-Verbands <MWV 1988a> ergeben demgegenüber die in der folgenden Tabelle genannten Werte.

Tabelle 81 Spezifischer Energiebedarf von Erdöl-Raffinerien

Quelle	Bedarf [% vom Input]
HAMANN	6,3
CONCAWE	5,3
MWV	5,0

Durch die zukünftig vermehrte Produktion von leichten Fraktionen (Konversion, Hydrierung) wird der spezifische Energiebedarf zunehmen. Der Wert in <HAMANN 1985> berücksichtigt diese Tendenz, sodaß für die '90er Jahre ein Brennstoffbedarf von 6,5 % in guter Übereinstimmung mit der WEC-Studie bzw. den IEA-Daten angenommen werden kann.

Bei einem Jahresnutzungsgrad der Prozeßwärme-Feuerungen von 85 % entspricht dies einem Prozeßwärmebedarf von rd. 5,5 %, bezogen auf den Output der Raffinerie.

Die Deckung des Prozeßwärmebedarfs erfolgt durch Feuerungen mit Erdölgas und Heizöl S. Die Verteilung zwischen Gas und Öl wurde vom MWV mit 80 % zu 20 % als Schätzung der Verhältnisse zu Beginn der 90er Jahre genannt <MWV 1988b>, derzeit liegt die Verteilung bei 55 % Gas/45 % Öl <MWV 1988a>.

Über den Prozeßwärme-Bedarf hinaus wird auch elektrische Energie für Raffinerien benötigt. Der Strombedarf liegt nach unserer Schätzung sowie nach der FICHTNER/FTA-Studie <MAIER 1986> bei 0,5 % bezogen auf den Raffinerie-Output.

Der Strom soll für die GEMIS-Modell-Raffinerie durch Bezug aus dem Verbundnetz gedeckt werden. Damit wird zur Vereinfachung eine Eigenerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung, die eine günstigere Energiebilanz als der Fremdstrombezug aufweist, nicht angenommen.

Weiterhin treten in Raffinerien Verluste durch Tank-Evaporation, Transporte-Leckage und Fackeln auf, die nach der WEC-Studie bei 0,3-0,7 % des Rohöl-Durchsatzes liegen.

Aufgrund der Anstrengungen, diese diffusen Emissionen von Kohlenwasserstoffen zu minimieren <CONCAWE 1986c+1987>, und Angaben des Umweltbundesamts <UBA 1989> zu diffusen Emissionen (0,4 % des Öleinsatzes), setzen wir als europäischen Durchschnitt 0,5 % des Rohöleinsatzes als Verlust an, d.h. einen Nutzungsgrad von 99,5 %.

Die folgenden Tabellen zeigen die für GEMIS gewählten Kenndaten der Modellraffinerie und der zugehörigen Prozeßfeuerungen.

Tabelle 82 Kenndaten der RaffinerieEingangsanbindung: Rohöl-Aufkommen

Nutzungsgrad [%]:	99,5
Hilfsenergie 1:	Stromnetz 110 kV
Hilfsenergiebedarf 1 [%]:	0,5
Hilfsenergie 2:	Raffineriebetrieb
Hilfsenergiebedarf 2 [%]:	5,5

Tabelle 83 Kenndaten des Raffineriebetriebs

Eingangsanbindung	Prozentualer Anteil
Erdölgas-Kessel	80
Schweröl-Kessel	20

Tabelle 84 Emissionsdaten des Erdölgas-Kessels

	C_{roh}	n_{RGR}	C_{rein}	E-Faktor
	[mg/m³]	[%]	[mg/m³]	[kg/TJ$_{input}$]
SO2:	152	-	152	42
NO_x:	400	50	200	56
Staub:	5	-	-	1
CO_2:	-	-	-	55.000

Tabelle 85 Emissionsdaten des Schweröl-Kessels

	C_{roh}	n_{RGR}	C_{rein}	E-Faktor
	[mg/m³]	[%]	[mg/m³]	[kg/TJ$_{input}$]
SO_2:	3.155	90	312	90
NO_x:	900	50	450	130
Staub:	500	95	25	7
CO_2:	-	-	-	78.000

Regionaler Transport von Heizöl

Ausgehend von der Raffinerie bzw. größeren Tanklagern ist ein regionaler Transport des Heizöls zum Verbraucher erforderlich, für den modellmäßig ein Tankwagen (Lkw) angenommen wird. In der Realität erfolgt oft noch eine weitere Lagerung in kleineren Tanklagern bei Brennstoffhändlern, bevor diese das Heizöl mit Tanklastkraftwagen zu den Verbauchern liefern. Größere Ölkunden (Industrie, Kraftwerke) beziehen den Brennstoff in Kesselwagen der Bundesbahn oder - bei Anlagen in Hafennähe - von Binnenschiffen. Vereinfachend wird in GEMIS angenommen, daß Heizöl für kleinere Feuerungen (Heizanlagen, Heizwerke und BHKW) mit einem Lkw angeliefert wird und größere Anlagen den Bahntansport nutzen. Als Transportentfernung werden in beiden Fällen 100 km unterstellt. Die folgenden Tabellen zeigen die Kenndaten des Lkw und des Bahntransports.

Tabelle 86 Kenndaten der Anlage HEL-Lkw

Eingangsanbindung:	Raffinerie
Transportierter Brennstoff:	Heizöl EL
Hilfsenergie:	Lkw-Dieselmotor
Hilfsenergiebedarf [MJ/t.km]:	0,5
Transportverluste [%/100 km]:	0,1
Transportlänge [km]:	100

Tabelle 87 Kenndaten des Heizöl-EL-Bahntransports

Eingangsanbindung:	Raffinerie
Transportierter Brennstoff:	Heizöl EL
Hilfsenergie:	Bahnstrom-Netz
Hilfsenergiebedarf [MJ/t.km]:	0,09
Transportlänge [km]:	100

Tabelle 88 Kenndaten des Heizöl-S-Bahntransports

Eingangsanbindung:	Raffinerie
Transportierter Brennstoff:	Heizöl S
Hilfsenergie:	Netz-Bahnstrom
Hilfsenergiebedarf [MJ/t.km]:	0,09
Transportlänge [km]:	100

Zusammenfassung zur Öl-Prozeßkette

Aus den vorstehend genannten Daten wurden zusammengefaßte Prozeßketten generiert, die alle Verfahrensschritte von der Gewinnung bis zur Anlieferung von Heizöl S frei (Heiz)Kraftwerk sowie von Heizöl EL frei Haus enthalten.

Die folgenden Tabellen zeigen die berechneten Werte.

Tabelle 89 Kenndaten der Prozeßkette Heizöl-S

Emissionsfaktoren	**[kg/$TJ_{Endenergie}$]**
SO_2	10,6
NO_x	13,2
Staub	0,6
CO_2	6.400
PE-Nutzungsgrad [%]:	89,4

Tabelle 90 Kenndaten der Prozeßkette Heizöl-EL

Emissionsfaktoren	**[kg/$TJ_{Endenergie}$]**
SO_2	11,1
NO_x	21,3
Staub	1,2
CO_2	6.800
PE-Nutzungsgrad [%]:	88,8

Prozeßkette Erdgas

Erdgas-Exploration

Wie bei der Rohölgewinnung steht beim Erdgas die Exploration vor der Nutzung von Lagerstätten. In der Abgrenzung der Prozeßkette kann dieser Aspekt auch hier vernachlässigt werden. Die amerikanische Literatur gibt Werte für die Gasexploration an (<DOE 1983>, <EPA 1979>, <RADIAN 1976>), die gegenüber dem Inventar bei fündigen Lagern vernachlässigbar gering sind: einem Treibstoffbedarf für das Bohrprogramm von 548 TJ steht eine Gesamtförderung von 2,64*108 TJ gegenüber, d.h. der Anteil liegt unter 0,0002 % des Heizwerts der Gesamtförderung.

Die sich bei Vernachlässigung der Exploration ergebende Prozeßkette für die Erdgasbereitstellung zeigt die folgende Abbildung.

Abbildung 3 Schema der GEMIS-Prozeßkette Gas

Gas-Aufkommen

Das in der Bundesrepublik verwendete Erdgas stammt derzeit zu rd. einem Drittel aus heimischen Lagerstätten, etwa 40 % aus Nachbarländern (Holland, Großbritannien, Skandinavien) und zu rd. einem Viertel aus der UdSSR. Wegen der Langfristigkeit der Verträge deutscher Gasversorger mit den ausländischen Lieferanten wird angenommen, daß diese Verteilung auch für die '90er Jahre charakteristisch sein wird. Die nachfolgende Tabelle zeigt diese Aufteilung.

Tabelle 91 Kenndaten des Gas-Aufkommen in GEMIS

Eingangsanbindung	Prozentualer Anteil
Gas-Förderung BRD	35
Gas-Pipeline kontinental	40
Gas-Pipeline interkontinental	25

Erdgas-Förderung

Zu Beginn der Nutzung von Gasfeldern ist der Reservoirdruck allgemein so hoch, daß für den Pipelinetransport keine Kompression erforderlich ist. Bei schon länger genutzten Feldern sowie bei kombinierter Öl/Gas-Förderung ist jedoch eine Verdichtung notwendig. Da die nachfolgende Gasaufbereitung (vgl. unten) z.T. hohe Druckverluste aufweist, die durch Kompression ausgeglichen werden müssen, fassen wir den Hilfsenergiebedarf der Förderung und Aufbereitung zusammen.

Für die Bereitstellung von Erdgas (Förderung+Aufbereitung) wird nach der WEC-Studie ein Aufwand von 0,2 % des Energieinhaltes für Kompressionsarbeit angenommen <WEC 1988> bzw. als mechanische Energie rd. 0,06 %. Für diesen Aufwand wird wie beim Öl aus Gründen des Explosionsschutzes unterstellt, daß elektrische oder hydraulisch betriebene Pumpen zum Einsatz kommen <KUNTZ 1979>, die einen Strombedarf von rd. 0,07 % des Gas-Heizwerts aufweisen. Amerikanische Quellen (vgl. unten Aufbereitung) nennen 0,5 - 3 % des geföderten Gases als Brennstoffbedarf für die Förderung, dies entspricht einem mechanischen Energiebedarf von 0,02 - 0,7 %. Unter Einbeziehung zukünftig steigender Fördertiefen und sinkender Reservoirdrücke gehen wir von einem mechanischen Energiebedarf von 0,1 % bezogen auf den Gasheizwert aus, entsprechend einem Strombedarf von rd. 0,11 %. Die folgende Tabelle zeigt diese Kenndaten.

Tabelle 92 Kenndaten der Erdgas-Förderung Onshore

Primärenergiequelle:	Erdgas
Hilfsenergie:	Elektromotor
Hilfsenergiebedarf [%]:	0,1

Gas-Aufbereitung

Die der Förderung nachfolgende Gasaufbereitung (Entschwefelung, Trocknung, C_nH_m-Abscheidung) erfordert überwiegend Brennstoff für Prozeßwärme. Für die Nutzung des Gases bei sogenannten trockenen Feldern (d.h. ohne Öl- oder Wasseranteile) ist nur die Abscheidung der schweren Kohlenwasserstoffe sowie der schwefelhaltigen Komponenten notwendig, bei nassen Gasen (d.h. mit Öl- oder Wasseranteilen) dagegen auch eine Trocknung. US-Quellen geben als Richtzahlen für den Prozeßenergiebedarf der einzelnen Stufen die folgenden Werte an (RADIAN 1976, DOE 1983, EPA 1979):

Prozeß	**Energiebedarf [$MJ_{Brennstoff}/MJ_{output}$]**
H_2S-Entfernung	0,002
Dehydration	0,001
C_nH_m-Absorption	0,007

Diese Werte schwanken je nach Gaszusammensetzung um rund den Faktor 2. Für die GEMIS-Datten wird ein Modell-Mix von 50 % trockenem und 50 % nassem Gas sowie eine ebenfalls hälftige Aufteilung für zu entschwefelndes und nicht zu entschwefelndes Gas gewählt.

Damit ergibt sich als Brennstoffbedarf der Prozeßwärmebereitstellung 0,5 % des Gas-Outputs. Für die CnHm-Absorption wird eine moderne Technik angenommen, die einen Strombedarf von rd. 0,5 %, bezogen auf den Gas-Output, erfordert <GRIMM/RATHMANN 1983>.

Die Prozeßwärme soll modellmäßig von einer großen Gasturbine mit Kraft-Wärme-Kopplung geliefert werden, für den Strombedarf nehmen wir Fremdbezug an. Damit ergibt sich ein Hilfsenergiebedarf von 0,425 % des Heizwerts des Gas-Outputs.

Neben dem Prozeßenergiebedarf treten auch Verluste auf. Durch die Gasreinigung wird zwischen 2 und 20 % des Gasinputs abgetrennt <CERBE 1988>, wobei die entfernten Stoffe (schwere CnHm, Lagerstättenwasser, H2S) z.T. als Nebenprodukte genutzt werden können <GRIMM/RATHMANN 1983>.

Als typischem Wert der Umwandlung Rohgas/Reingas nehmen wir 90 % an. Die folgenden Tabellen zeigen die GEMIS-Kenndaten der Aufbereitungsstufe.

Tabelle 93 Kenndaten der Gas-Aufbereitung

Eingangsanbindung:	Gas-Aufkommen
Nutzungsgrad [%]:	90,0
Hilfsenergie 1:	Stromnetz 110 kV
Hilfsenergiebedarf 1 [%]:	0,5
Hilfsenergie 2:	Gasturbinen-HKW
Hilfsenergiebedarf 2 [%]:	0,43

Tabelle 94 Kenndaten des Gasturbinen-HKW

Eingangsanbindung:	Gas-Transport BRD
Nutzungsgrad [%]:	53,0
Stromkennzahl:	0,6
Koppelprodukt:	Grundlaststrom-Netz

Tabelle B-3/43 Emissionsdaten des Gasturbinen-HKW

	C_{roh}	**n_{RGR}**	**C_{rein}**	**E-Faktor**
	[mg/m^3]	**[%]**	**[mg/m^3]**	**[kg/TJ$_{input}$]**
SO_2:	0,4	-	0,4	0,3
NO_x:	200	50	100	83
Staub:	5	-	5	4
CO_2:	-	-	-	55.000

Gas-Pipeline-Transport

Der Transport des gereinigten Gases erfolgt ausschließlich in Pipelines, die durch Verdichter (Gasturbinen) angetrieben werden <STEINMANN 1985>. Für die Anlieferung des Gases über große Entfernungen (UdSSR) sind Transportdistanzen in der Größenordnung von 6.000 km zu überwinden, wofür 10 % des transportierten Gases aufgewendet werden muß, d.h. 0,61 MJ/t*km als Brennstoff (EBERHARD/HÜNING 1984, STEINMANN 1984+1985).

Die WEC-Studie nennt unter Berufung auf <BRECHT 1980> einen Brennstoffbedarf der Gasverdichter von 8 % des Gasdurchsatzes bei Transportentfernungen von 6.000 km. Die zitierte Stelle weist aber für die UdSSR-Pipeline den o.g. Wert von rd. 10 % aus und gibt nur als möglichen Wert bei zukünftig größeren Pipeline-Durchmessern 8,2 % an.

Wir gehen daher bei einer Transportdistanz von 6.000 km von einem Brennstoffbedarf der Verdichter von 10 % aus. Daraus ergibt sich bei einem Jahresnutzungsgrad der Gasturbinen-Verdichter von 30 % <STEINMANN 1985> einem mechanischen Energiebedarf von 3 % des transportierten Gases bzw. 0,18 MJoutput/t*km.

Für den westeuropäischen Transport in die BRD (aus Skandinavien, Holland) unterstellen wir ein vergleichbares System, allerdings sind hier die Transportdistanzen mit im Mittel 250 km deutlich geringer <EBERHARD/HÜNING 1984>.

Für den überregionalen Transport in der BRD werden ebenfalls die Hochdruck-Pipelines des kontinenalen Transportsystems und eine mittlere Transportdistanzen von 250 km angenommen <EBERHARD/HÜNING 1984>.

Die Kenndaten der Gasverteilung sowie die Emissionswerte für den Verdichter zeigen die folgenden Tabellen.

Tabelle 95 Kenndaten der Gas-Pipeline interkontinental

Eingangsanbindung:	Gas-Förd. Ausland
Transportierter Brennstoff:	Erdgas H
Hilfsenergie:	Gas-Verdichter
Hilfsenergiebedarf [MJ/t.km]:	0,18
Transportlänge [km]:	6.000

Tabelle 96 Kenndaten der Gas-Pipeline kontinental

Eingangsanbindung:	Gas-Förd. Ausland
Transportierter Brennstoff:	Erdgas H
Hilfsenergie:	Gas-Verdichter
Hilfsenergiebedarf [MJ/t.km]:	0,18
Transportlänge [km]:	250

Tabelle 97 Kenndaten des Gas-Transports BRD

Eingangsanbindung:	Gas-Aufbereitung
Transportierter Brennstoff:	Erdgas H
Hilfsenergie:	Gas-Verdichter

Hilfsenergiebedarf [MJ/t.km]:	0,18
Transportlänge [km]:	250

Tabelle 98 Emissionsdaten des Gas-Verdichters

	C_{roh}	n_{RGR}	C_{rein}	E-Faktor
	[mg/m³/m3]	[%]	[mg/m³]	[kg/TJ_{input}]
SO_2:	0,4	-	0,4	0,3
NO_x:	300	-	300	250
Staub:	1	-	1	1
CO_2:	-	-	-	55.000

Gas-Unterverteilung

Das überregional angelieferte Gas muß lokal verteilt werden, wofür nicht mehr Gasturbinen als Verdichter eingesetzt werden, sondern Kolbenmaschinen (Gasmotoren). Die Transportentfernung ist mit 10 km gering <EBERHARD/ HÜNING), dafür ist aber der Kompressionsaufwand aufgrund der geringeren Rohrdurchmesser spezifisch höher als in den vorgelagerten Transportstufen <BOHN/SAUER/ ZEISE 1984>. Wir gehen als Schätzwert von einem doppelt so hohen Hilfsenergiebedarf aus, d.h. 0,37 MJoutput/t*km.

Im lokalen Verteilnetz kommen Verluste in der Größenordnung von 0-2 % hinzu, da die Gasleitungen Leckagen aufweisen. In einer internationalen Datenzusammenstellung für die Klima-Enquete-Kommission über Verluste bei der Gasgewinnung und -verteilung <ISI 1988> sind Verlustwerte von 1-2 % für die BRD aufgeführt, die WEC-Studie nennt Verluste im Unterverteilsystem des Gasnetzes von 2 % des transportierten Gases <WEC 1988>, bei modernen Netzen können auch 0 % erzielt werden <BGW 1988>.

Als Mix von vorhandenen und modernen Gasleitungen unterstellen wir in Übereinstimmung mit der WEC-Studie und den ISI-Daten einen Verlust von 1 % des eingespeisten Gases als Richtwert für die '90er Jahre[4].

Die oft angesprochene Arbeit zur Speicherung von Erdgas in Kavernen <MAIER 1986> stellt nach der vorliegenden Literatur und Auskünften der Gaswirtschaft keine relevante Prozeßkettengröße dar <BGW 1988>, da die Hilfsenergiebedarfe dieser Speicher einerseits gering sind, andererseits nur geringe Gasmengen - bezogen auf den Jahresverbrauch in der BRD - zum saisonalen Ausgleich eingespeichert werden. Wir vernachlässigen daher diesen Prozeßschritt in der Gaskette.

Die folgenden Tabellen zeigen die Kenndaten des lokalen Gastransports und des zugehörigen Verdichters.

[4] Im Rahmen einer laufenden Untersuchung für die Enquete-Kommission "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre" des Deutschen Bundestages werden z.Zt. vom ÖKO-Institut weitere Recherchen zu diesem Problemkreis durchgeführt, wobei auch neueste Daten der Gaswirtschaft einbezogen werden, vgl. <ÖKO-INSTITUT 1989b>.

Tabelle 99 Kenndaten des Gas-Transports lokal

Eingangsanbindung:	Gas-Transport BRD
Transportierter Brennstoff:	Erdgas H
Hilfsenergie:	Gasmotor-Kompressor
Hilfsenergiebedarf [MJ/t.km]:	0,37
Transportverluste [%/100 km]:	10
Transportlänge [km]:	10

Tabelle 100 Kenndaten des Gas-Kompressores

Eingangsanbindung:	Gas-Transport lokal
Nutzungsgrad [%]:	30

Tabelle 101 Emissionsdaten des Gasmotor-Kompressors

	C_{roh}	n_{RGR}	C_{rein}	E-Faktor
	[mg/m^3]	[%]	[mg/m^3]	[kg/TJ$_{input}$]
SO_2 :	1	-	1	0,3
NO_x:	400	-	400	125
Staub:	5	-	5	2
CO_2:	-	-	-	55.000

Zusammenfassung zur Gas-Prozeßkette

Aus den vorstehend genannten Daten wurden zusammengefaßte Prozeßketten generiert, die alle Verfahrensschritte von der Gewinnung bis zur Anlieferung von Erdgas frei (Heiz)Kraftwerk bzw. frei Haus enthalten. Bei der frei-Haus-Kette wurde die lokale Verteilung einbezogen, während bei (Heiz)-Kraftwerks-Andienung keine Unterverteilung angesetzt wurde. Die folgenden Tabellen zeigen die berechneten Werte.

Tabelle 102 Kenndaten der Prozeßkette Erdgas-frei-Industrie

Emissionsfaktoren	**[kg/TJ$_{Endenergie}$]**
SO_2:	0,4
NO_x:	10,1
Staub:	0,1

CO_2:	3.000
PE-Nutzungsgrad [%]:	85,4

Tabelle 103 Kenndaten der Prozeßkette Erdgas-frei-Haus

Emissionsfaktoren	**[kg/TJ$_{Endenergie}$]**
SO_2:	0,4
NO_x:	10,2
Staub:	0,1
CO_2:	3.000
PE-Nutzungsgrad [%]:	84,6

Prozeßkette Steinkohle

In der BRD werden gegenwärtig rd. 10 % der für energetische Zwecke eingesetzten Steinkohlen aus Drittländern importiert. Daher ist über Inlandskohle hinaus auch Importkohle zu berücksichtigen. Einen Überblick zur der im GEMIS-Projekt betrachteten Kohle-Prozeßkette gibt die folgende Abbildung.

Abbildung 4 Schema der GEMIS-Prozeßkette Steinkohle

Steinkohle-Aufkommen

Für die Verhältnisse Anfang der '90er Jahre unterstellen wir in Anlehnung an die PROGNOS-Studie <PROGNOS 1984> für die energetisch genutzte Steinkohle eine Verteilung von 90 % heimischer und 10 % Importkohle.

Für die Importkohle wird angenommen, daß sie vollständig auf dem Seeweg angeliefert wird (Herkunftsländer USA, Australien, Afrika, Südamerika, VR China). Diese Annahme wurde unter der Annahme getroffen, daß polnische Kohle aufgrund der stärkeren inländischen Nutzung nicht mehr exportiert wird. Für die Importkohle wird außerdem unterstellt, daß eine Verteilung von 75 % Tagebau-Förderung und 25 % Tiefbau-Förderung besteht, da die günstigen Gestehungskosten dieser Kohlen nur in einem hohen Anteil von Tagebau auftreten.

Tabelle 104 Kenndaten des Steinkohle-Aufkommens

Eingangsanbindung	Prozentualer Anteil
StK-Förderung BRD	90
Importkohle-Schiff	10

Tabelle 105 Kenndaten der Steinkohle-Förderung Ausland

Eingangsanbindung	Prozentualer Anteil
StK-Förd.Ausl. Tageb.	75
StK-Förd.Ausl. Tiefb.	25

Steinkohle-Förderung

Untertage-Förderung (Tiefbau)

Heimische Steinkohle wird überwiegend an Ruhr (77 %) und Saar (14 %) gefördert, weitere Abbaugebiete sind das Aachener Revier (6 %) und Ibbenbüren (3 %), in allen Fällen wird Kohle im Tiefbau gewonnen (alle Prozentwerte bezogen auf den Förderanteil in 1987 nach <JARHBUCH 1988>).

Die Untertage-Förderung von Steinkohle wird mit elektrisch betriebenen Räumgeräten sowie Förderbändern oder kleinen Transportwagen ausgeführt. Die Belüftung der Schächte erfolgt mit Ventilatoren, die Entstaubung mit Venturiwäschern oder Gewebefiltern.

Amerikanische Daten geben für Eastern Coal bei Untertage-Förderung einen Gesamtstrombedarf von 0,2-0,7 % an (<DOE 1983+88>, <ORNL 1980>), bezogen auf den Heizwert der geförderten Kohle (Eastern Coal, Hu = 27 MJ/kg).

Die WEC-Studie nennt für Kohle-Gewinnung einen Brennstoffbedarf von 0,2 % der geförderten Energie plus rd. 0,4 % als Strom <WEC 1988>. Diese Werte wurden aus der IEA-Statistik abgeleitet und differenzieren nicht nach Tief- und Tagebau.

Auch in der BRD wird der Energiebedarf für den Betrieb von Steinkohle-Bergwerken überwiegend durch Strom gedeckt. Nach Angaben des Gesamtverbands des Deutschen Steinkohle-Bergbaus werden für die Steinkohleförderung rund 1 % Strom benötigt (bezogen auf den Heizwert der geförderten Kohle), wobei auch in Zukunft keine nennenswerte Änderung dieses Wertes durch bergbauspezifische Einflüsse (Fördertiefe, Abraumverhältnis) zu erwarten ist <DACH 1988>. Nach statistischen Daten des Jahres 1987 lag der Strombedarf des Steinkohlenbergbaus bei 1,3 %, bezogen auf den Heizwert der geförderten Kohle <VIK 1988>.

Die Studie der FFE <JENSCH 1988> nennt für inländische Steinkohleförderung einen Nutzungsgrad von 97,3 %, d.h. einen spezifischen Förderaufwand von 2,7 % (Primärenergie bezogen auf den Heizwert der Kohle) bzw. einen strombezogenen Bedarf von rd. 1 %. Für ausländische Steinkohleförderung werden in dieser Untersuchung 2 % der geförderten Energie als Primärenergiebedarf genannt, d.h. etwa 0,7 % bezogen auf Strom, was mit den o.g. US-Daten gut übereinstimmt.

Als GEMIS-Daten wird daher für deutsche Förderung (Tiefbau) ein Strombedarf von 1 % (bezogen auf den Heizwert der Kohle) rsp. 0,7 % für ausländischen Steinkohle-Tiefbau angesetzt.

Die Bereitstellung dieses Stroms erfolgt in der BRD zu rd. 20 % durch Eigenerzeugungsanlagen (Grubenkraftwerke), der verbleibende Strombedarf wird durch Fremdbezug vom Verbundnetz gedeckt[5]. Zur Vereinfachung wird in GEMIS angenommen, daß der Strombedarf durch ein grubennahes Kraftwerk gedeckt wird, für das Ausland wird die Strombereitstellung ebenfalls durch 100 % Steinkohlestrom aus einem grubennahen Kraftwerk angenommen. In beiden Fällen soll preisgünstige Ballastkohle als Brennstoff genutzt werden.

Bei der Förderung von Steinkohle im Tiefbau ist zu beachten, daß die Förderschächte ventiliert werden müssen, um die Konzentration an Grubengas (vor allem Methan) gering zu halten. Wegen der Klimarelevanz[6] von Methan interessiert auch, welche Mengen hierbei freigesetzt werden.

---

[5] Die Grubenkraftwerke erzeugen mehr Strom als der 20 %-Anteil am Eigenbedarf der Förderung, speisen ihn aber in das Verbundnetz ein.

[6] vgl. hierzu näher Kapitel E-2.2

Als Emissionsfaktor für Methan werden in amerikanischen Quellen 200 ft3/ton geförderter Kohle genannt, dies entspricht 6 m3/t bzw. rd. 161 kg/TJ Brennstoffwärme der geförderten Kohle <RADIAN 1976>. Für die BRD gibt eine Zusammenstellung des Umweltbundesamtes <UBA 1988> einen Wertebereich von 20-60 m3/t entsprechend rd. 480 - 1400 kg/TJ Brennstoffwärme an[7].

Die folgenden Tabellen zeigen die Kenndaten der Steinkohleförderung im Tiefbau.

Tabelle 106 Kenndaten der Steinkohle-Förderung BRD

Primärenergiequelle:	Steinkohle
Hilfsenergie:	Ballastkohle-Kraftwerk
Hilfsenergiebedarf [%]:	1,0

Tabelle 107 Kenndaten des Importkohle-Tiefbaus

Primärenergiequelle:	Steinkohle
Hilfsenergie:	Ballastkohle-Kraftwerk
Hilfsenergiebedarf [%]:	0,7

Steinkohle-Tagebau

Im Gegensatz zur deutschen Kohle wird im Ausland Steinkohle auch im Tagebau gefördert. Das sogenannte strip mining findet in flachem Gelände statt, wo Kohleflöze parallel zur Oberfläche liegen. Es wird vor allem für US-Western Coal angewendet. Das open-pit-mining ist vergleichbar mit deutschen Braunkohle-Tagebauen: die über den Flözen liegende Bodenschicht wird mit elektrischen oder dieselgetriebenen Schaufeln oder Fräsen abgetragen, die Kohle wird mit Baggern oder Frontladern ausgebrochen und auf Lkw oder Transportbänder verladen.

Der Stromverbrauch für Förderbänder und elektrische Grabgeräte (inkl. Kohleaufbereitung) beträgt in den USA rd. 15 kWh Strom/t geförderter Kohle (rd. 0,2 % Strom, bezogen auf den Kohleheizwert) plus rund 3 MJ Diesel/t geförderter Kohle entsprechend rd. 0,02 % Brennstoff, bezogen auf den Kohleheizwert (<RADIAN 1976>, <DOE 1983>). Wird hiervon der Strombedarf der Kohleaufbreitung in Höhe von 4 kWh/t Kohle abgezogen, ist mit 11 kWh/t Kohle entsprechend rd. 0,15 % Strom, bezogen auf den Kohleheizwert, zu rechnen.

Eine Studie des Oak Ridge National Laboratory gibt (ohne Aufbereitung) für open-pit mining einen Strombedarf von 3-5 kWh Strom/t geförderter Kohle (0,05-0,07 % bezogen auf Kohleheizwert) plus 4 MJ Diesel/t geförderter Kohle (0,02 % Brennstoff, bezogen auf Kohleheizwert) an <ORNL 1980>.

Wir gehen davon aus, das die ausländische Steinkohleförderung im Tagebau einem Bedarf von 0,1 % Strom, bezogen auf den Heizwert der geförderten Kohle, aufweist und der Treibstoffbedarf vernachlässigt werden kann.

---

[7] Für nähere Informationen zu Methan-Emissionen vgl. <ÖKO-INSTITUT 1989b>.

Der Strombedarf soll durch ein nahes Steinkohlekraftwerk gedeckt werden, wie dies überwiegend in den USA und in Australien <SCHMIDT 1982> erfolgt.

Tabelle 108 Kenndaten des Importkohle-Tagebau

Primärenergiequelle:	Steinkohle
Hilfsenergie:	Ballastkohle-Kraftwerk
Hilfsenergiebedarf [%]:	0,1

Steinkohle-Transport

Importkohle

Für Importkohle wurde aufgrund von Daten des Importkohleverbands angenommen, daß sie nach der Förderung über eine elektrifizierte Bahnstrecke von 250 km zum Seehafen transportiert wird <KANTELBERG 1988>. Als Stromlieferant für die Bahn wird ein Steinkohlekraftwerk zuzüglich 5 % Netzverluste unterstellt.

Der Übersee-Transport von Importkohle erfolgt mit großen Schiffen, die Ladungen in der Größenordnung von 100.000 t aufweisen. Als mittlere Transportentfernung für den Überseetransport kann ein Wert von 15.000 km gelten <KANTELBERG 1988>. Als Antrieb für das Kohleschiff wird wie beim Öl-Tanker ein Dieselmotor unterstellt. Damit ergeben sich für den Importkohle-Transport bis zur Bundesrepublik die in den folgenden Tabellen zusammengefaßten Werte, wobei die Kenndaten des Kohlekraftwerks und des Tanker-Dieselmotors schon diskutiert wurden.

Tabelle 109 Kenndaten der Importkohle-Bahn

Eingangsanbindung:	Stk-Förderung Ausl.
Transportierter Brennstoff:	Importkohle
Hilfsenergie:	Kohlestrom-Netz
Hilfsenergiebedarf [MJ/t.km]:	0,09
Transportlänge [km]:	250

Tabelle 110 Kenndaten des Importkohle-Schiffs

Eingangsanbindung:	Importkohle-Bahn
Transportierter Brennstoff:	Importkohle
Hilfsenergie:	Tanker-Dieselmotor
Hilfsenergiebedarf [MJ/t.km]:	0,02
Transportlänge [km]:	15.000

Inlandskohle

Der Inlandstransport von Steinkohle erfolgt sowohl mit der Bahn wie auch mit Binnenschiffen (Lastkähnen), wobei ein Mix von jeweils 50 % dieser Transportsysteme angenommen wird. Die Transportentfernung beträgt max. 500 km und wird im Mittel mit 250 km angesetzt. Die folgenden Tabellen zeigen diese Kenndaten:

Tabelle 111 Kenndaten des Steinkohle-Transports BRD

Eingangsanbindung	Prozentualer Anteil
StK-Bahn BRD	50
StK-Schiff BRD	50

Tabelle 112 Kenndaten des StK-Binnenschiffs

Eingangsanbindung:	Steinkohle-Aufkommen
Transportierter Brennstoff:	Steinkohle
Hilfsenergie:	Schiffs-Dieselmotor
Hilfsenergiebedarf [MJ/t.km]:	0,2
Transportlänge [km]:	250

Tabelle 113 Kenndaten der StK-Bahn-BRD

Eingangsanbindung:	Steinkohle-Aufkommen
Transportierter Brennstoff:	Steinkohle
Hilfsenergie:	Bahnstrom-Netz
Hilfsenergiebedarf [MJ/t.km]:	0,09
Transportlänge [km]:	250

Steinkohlebrikett-Herstellung

Neben Kraftwerkskohle wird auch brikettierte Steinkohle (im Wärmemarkt) nachgefragt. Für diesen Anteil wird die geförderte Inlandskohle mittels Bahn zu einer Brikettfabrik transportiert. Wegen der geringen Entfernungen (< 50 km) kann diese Prozeßstufe vernachlässigt werden, denn der Transportaufwand hierfür liegt unter 0,05 % des Heizwerts der beförderten Kohle. Die Brikettfabrik stellt aus Steinkohlestaub sowie Stücken verschiedener Größen Briketts her.

Dieser Prozeß wird mittels elektrischer Pressen realisiert, der geschätzte Hilfsenergiebedarf liegt bei 0,1 % des Heizwerts der Briketts. Die Hilfsenergie wird durch Elektromotoren bereitgestellt, die wiederum von einem Steinkohlekraftwerk Strom beziehen.

Da die Briketts außerdem einen definierten H2O-Gehalt aufweisen sollen, ist eine thermische Trocknung der Kohle erforderlich. Wegen der geringen Differenz zum Anlieferungszustand ist eine Prozeßwärmemenge von rd. 0,1 % des Brikett-Heizwerts notwendig, die durch Kraft-Wärme-Kopplung (Kohle-HKW) bereitgestellt werden soll. Weiterhin treten bei der Brikettierung rund 0,5 % der eingesetzten Kohle als Verlust auf, da dieses kohlenstoffhaltige Material nicht von der Inertfraktion trenntbar ist und z.T entfernt wird. Damit ergeben sich die in den folgenden Tabellen genannten Werte für die Brikettfabrik und ihr Hilfssystem.

Tabelle 114 Kenndaten der StK-Brikett-Fabrik

Eingangsanbindung:	StK-Förderung BRD
Nutzungsgrad [%]:	99,5
Hilfsenergie 1:	StK-Kraftwerk
Hilfsenergiebedarf 1 [%]:	0,10
Hilfsenergie 2:	StK-Industrie-HKW
Hilfsenergiebedarf 2 [%]:	0,10

Tabelle 115 Kenndaten des StK-Industrie-HKW

Eingangsanbindung:	StK-Transport BRD
Nutzungsgrad [%]:	55,0
Stromkennzahl:	0,6
Koppelprodukt:	Grundlaststrom-Netz

Tabelle 116 Emissionsdaten des StK-Industrie-HKW

	C_{roh}	n_{RGR}	C_{rein}	E-Faktor
	[mg/m^3]	[%]	[mg/m^3]	[kg/TJ$_{input}$]
SO_2 :	1.930	90	200	71
NO_x:	900	80	180	64
Staub:	10.000	99,75	25	9
CO_2:	-	-		93.000

Steinkohlebrikett-Transport

Schließlich werden die Briketts von der Fabrik über Zwischenhändler zu den Verbrauchern geliefert. Als Transportsystem wird ein Lastkraftwagen unterstellt, der wie beim Heizöl über eine Strecke von 100 km anliefert. Die folgende Tabelle zeigt die Kenndaten des Lkw.

Tabelle 117 Kenndaten des StK-Brikett-Lkw

Eingangsanbindung:	StK-Brikett-Fabrik
Transportierter Brennstoff:	StK-Brikett
Hilfsenergie:	Lkw-Dieselmotor
Hilfsenergiebedarf [MJ/t.km]:	0,5
Transportlänge [km]:	100

Zusammenfassung zur Steinkohle-Prozeßkette

Aus den vorstehend genannten Daten wurden Prozeßketten generiert, die alle Verfahrensschritte von der Gewinnung bis zur Anlieferung von Steinkohle frei (Heiz)Kraftwerk sowie von Steinkohle-Briketts frei Haus enthalten:

Tabelle 118 Kenndaten der Prozeßkette Steinkohle-frei-Kraftwerk

Emissionsfaktoren	**[kg/$TJ_{Endenergie}$]**
SO_2	6,3
NO_x	7,6
Staub	0,6
CO_2	2.900
PE-Nutzungsgrad [%]:	95,2

Tabelle 119 Kenndaten der Prozeßkette StK-Brikett-frei-Haus

Emissionsfaktoren	**[kg/$TJ_{Endenergie}$]**
SO_2	4,5
NO_x	12,0
Staub	1,0
CO_2	3.300
PE-Nutzungsgrad [%]:	95,8

Prozeßkette Braunkohle

Bei der Braunkohle kann wegen des relativ geringen Heizwerts davon ausgegangen werden, daß praktisch nur inländische Kohle verwendet wird[8]. Die überwiegende Menge der Braunkohle wird im rheinischen Revier im Tagebau gefördert und verstromt oder zu Braunkohleprodukten weiterverarbeitet. Die Braunkohleförderung und -nutzung in den Revieren Helmstedt und Nordhessen wird in GEMIS vernachlässigt[9]. Einen Überblick zur Prozeßkette gibt die folgende Abbildung.

Abbildung 5 Schema der GEMIS-Prozeßkette Braunkohle

Braunkohleförderung

Die Technologien zur Förderung von Braunkohle im Tagebau erlauben mehrere Konzeptionen, einen Überblick hierzu gibt die Literatur <PERETTI 1982>.

Der Energiebedarf der Förderung ist wie bei der Steinkohle hauptsächlich Strom. Nach statistischen Daten des Jahres 1987 lag der Strombedarf des Braunkohlebergbaus bei 1,5 %, bezogen auf den Heizwert der Kohle <VIK 1988>.

Für den deutschen Tagebau im Rheinischen Revier wird der Einsatz eines elektrisch betriebenen Baggers, diverser Förderbänder für Rohkohle und Abraum sowie Pumpen für die Entwässerung unterstellt, die zusammen rd. 1 % Strom, bezogen auf den Heizwert der Braunkohle, erfordern. Der Transport von Rohbraunkohle zu Kraftwerken bzw. zur Verarbeitung im rheinischen Revier wird vernachlässigt, da der zugehörige Energiebedarf unter 0,05 % des Kohlenheizwerts liegt.

In der Vergangenheit wurde Grundwasser in der Größenordnung von 10 m3/t Kohle gehoben, für die derzeitigen Tagebaue (vor allem Hambach) ist ein Wert von 7 m3 Sümpfungswasser je Tonne geförderter Kohle anzusetzen <BOEHM 1987>. Bei einer Förderhöhe von 200 m <STARKE 1987> sind hierfür rd. 30 kJ an Strom aufzuwenden, d.h. ein Strombedarf von 0,4 %, bezogen auf den Heizwert der Kohle.

Ein Schaufelradbagger mit einer Tagesleistung von 105 m3 Förderung weist eine installierte Motorenleistung von 8.900 kW auf <DURST 1982>, womit sich bei einem Abraum/Kohle-Verhältnis von rd. 5 <HAGELÜKEN 1987> ein Strombedarf von 0,5 %, bezogen auf den Heizwert der Rohkohle, ergibt.

Schließlich muß sowohl Kohle wie auch Abraum (taubes Gestein) vom Tagebau zu Kraftwerken bzw. Halden transportiert werden, wofür elektrische Bandförderer zum Einsatz kommen. Aufgrund von Daten zum Rheinischen Revier <EICKENMEIER 1987> und der Statistik <HAGELÜKEN 1987> ergibt sich hierfür ein Strombedarf von rd. 0,1 %, bezogen auf den Heizwert der Rohkohle.

Die folgende Tabelle gibt die Kenndaten der Braunkohle-Förderung wieder.

---

8 Für Braunkohlen-Importe aus der DDR, der CSSR und Polen liegen uns weder ausreichend detaillierte Brennstoffdaten (vgl. Kapitel B-1) noch Angaben zu den Förder- und Transportprozessen vor, sodaß diese ggf. abweichenden Braunkohlen-Anteile vernachlässigt werden.

9 Beim Vorliegen entsprechender Informationen kann aber eine Ergänzung der GEMIS-Datenbasis durch den jeweiligen Nutzer des Programms erfolgen.

Tabelle 120 Kenndaten der Braunkohle-Förderung BRD

Primärenergiequelle:	Braunkohle
Hilfsenergie:	BrK-Kraftwerk
Hilfsenergiebedarf [%]:	1,0

Brikettierung/Staubherstellung

Für die Verarbeitung von Rohbraunkohle zu transportfähigen Produkten (Staub, Granulat, Brikett) ist eine Mahlung und Trocknung erforderlich, deren Energiebedarf im wesentlichen durch die Trocknung bestimmt wird. Hierfür ist eine Entfernung von rd. 0,3 kg Wasser je kg Rohkohle anzusetzen (FOHL/LUGSCHNEIDER/WALLNER 1987, KURTZ/SPANGENBERG 1987).

Bei einer Verdampfungswärme von 2,45 MJ/kg H_2O ergibt sich unter Berücksichtigung des Wirkungsgrads von Röhrentrocknern ein Prozeßwärmebedarf von rd. 10 %, bezogen auf den Heizwert der getrockneten Produkte. Es wird angenommen, daß der Prozeßwärmebedarf aus einem wirbelschichtgefeuerten Braunkohle-Heizkraftwerk ausgekoppelt wird, da solche Anlagen derzeit im Bau sind und zu Beginn der '90er Jahre die Regel darstellen werden <TRAUBE 1987>. Hinzu kommt ein geschätzter Hilfsenergiebedarf von 0,1 % des Brikett-Heizwerts für Klassierung, Mahlung und Pressung der Kohle, der durch ein Braunkohlekraftwerk gedeckt wird. Wie bei Steinkohle-Briketts wird ein Verlust von 0,5 % der Eingangskohle durch Abrieb usw. angesetzt. Die folgenden Tabellen zeigen die Kenndaten im Überblick.

Tabelle 121 Kenndaten der Braunkohle-Brikett-Fabrik

Eingangsanbindung:	BrK-Förderung BRD
Nutzungsgrad [%]:	99,5
Hilfsenergie 1:	BrK-Kraftwerk
Hilfsenergiebedarf 1 [%]:	0,10
Hilfsenergie 2:	BrK-Industrie-HKW
Hilfsenergiebedarf 2 [%]:	10,0

Tabelle 122 Kenndaten des BrK-Industrie-HKW

Eingangsanbindung:	BKS-Transport BRD
Nutzungsgrad [%]:	55,0
Stromkennzahl:	0,6
Koppelprodukt:	Grundlaststrom-Netz

Tabelle 123 Emissionsdaten des BrK-Industrie-HKW

	C_{roh}	n_{RGR}	C_{rein}	E-Faktor
	[mg/m^3]	[%]	[mg/m^3]	[kg/TJinput]
SO_2 :	846	90	85	32
NO_x:	500	60	200	76
Staub:	10.000	99,6	40	15
CO_2:	-	-	-	97.000

Transport von Braunkohleprodukten

Für den Transport von Briketts zu Kleinverbrauchern (Heizungen, kleine Heizwerke und Prozeßfeuerungen) wird wie bei Steinkohlenbriketts ein Lastkraftwagen angenommen, als Transportentfernung werden ebenfalls 100 km unterstellt. Braunkohlestaub (BKS) für Heizkraftwerke dagegen wird wie Steinkohle mit Schiff und Bahn transportiert, wobei auch hier eine Verteilung von je 50 % und eine Transportentfernung von 250 km angesetzt wird.

Tabelle 124 Kenndaten des BKS-Transports BRD

Eingangsanbindung	Prozentualer Anteil
BKS-Bahn BRD	50
BKS-Schiff BRD	50

Tabelle 125 Kenndaten des BKS-Bahntransports

Eingangsanbindung:	BrK-Staub-Fabrik
Transportierter Brennstoff:	BrK-Staub
Hilfsenergie:	Bahnstrom-Netz
Hilfsenergiebedarf [MJ/t.km]:	0,09
Transportlänge [km]:	250

Tabelle 126 Kenndaten des BKS-Schiffs

Eingangsanbindung:	BrK-Staub-Fabrik
Transportierter Brennstoff:	BrK-Staub
Hilfsenergie:	Schiffs-Dieselmotor
Hilfsenergiebedarf [MJ/t.km]:	0,2
Transportlänge [km]:	250

Tabelle 127 Kenndaten des BrK-Brikett-Lkw

Eingangsanbindung:	BrK-Brikett-Fabrik
Transportierter Brennstoff:	BrK-Brikett
Hilfsenergie:	Lkw-Dieselmotor
Hilfsenergiebedarf [MJ/t.km]:	0,5
Transportlänge [km]:	100

Zusammenfassung zur Braunkohle-Prozeßkette

Aus den vorstehend genannten Daten wurden zusammengefaßte Prozeßketten generiert, die alle Verfahrensschritte von der Gewinnung bis zur Anlieferung von Braunkohle-Staub frei (Heiz)Kraftwerk sowie von Braunkohle-Briketts frei Haus enthalten. Die folgenden Tabellen zeigen die berechneten Werte.

Tabelle 128 Kenndaten der Prozeßkette BKS-frei-Kraftwerk

Emissionsfaktoren	**[kg/$TJ_{Endenergie}$]**
SO_2	1,8
NO_x	2,3
Staub	0,3
CO_2	3.200
PE-Nutzungsgrad [%]:	97,2

Tabelle 129 Kenndaten der Prozeßkette BrK-Brikett-frei-Haus

Emissionsfaktoren	**[kg/$TJ_{Endenergie}$]**
SO_2	13,0
NO_x	28,3
Staub	4,0
CO_2	17.200
PE-Nutzungsgrad [%]:	95,0

Prozeßkette Heizstrom

Die Bereitstellung von Heizstrom gehört neben den Kenndaten für Heizöl zu den umstrittensten Prozeßketten. Daher soll die Vorgehensweise zur Zuordnung der Prozeßketten-Anlagen im GEMIS-Programm hier ausführlicher dargestellt werden.

Generell werden im GEMIS-Projekt nur Heizsysteme betrachtet, die Neuanlagen sind, also zusätzlich zum bisherigen Nachfragesystem auftreten oder vorhandene Altanlagen ersetzen. Bei den Elektroheizsystemen wird die Umweltbelastung aber nicht durch die Heizanlage selbst verursacht, sondern tritt bei den Anlagen auf, die Heizstrom bereitstellen (Kraftwerke und deren vorgelagerte Prozeßketten).

Somit muß gefragt werden, welche Kraftwerke zur Bereitstellung von "neuem" Heizstrom herangezogen werden[10].

Für Heizstrom unterstellen wir zwei mögliche Situationen:

- Eine neue Nachtstromspeicherheizung ersetzt eine bestehende E-Heizung bzw. ein EVU kann zusätzlich Heizstrom aus bestehenden Kraftwerken liefern[11]. Bei dieser Durchschnittsbetrachtung muß der Teil des Kraftwerksparks für die Emissionsbetrachtung herangezogen werden, der bisher den Heizstrom erzeugte oder noch Heizstrom bereitstellen kann.
- Eine Nachtstromspeicherheizung kommt als Neuanlage zum bisherigen Heizstromverbrauch hinzu, wobei die bestehenden Kraftwerke keinen weiteren Heizstrom mehr erzeugen können[12]. Diese Zuwachsbetrachtung erfordert, nicht vorhandene Erzeugungsanlagen für den "neuen" Heizstrom in Anspruch zu nehmen, sondern eine Anlage, die im Zuge der stromwirtschaftlich begründeten Ausbauplanung "ohnehin" errichtet werden und die zur besseren Auslastung "neuen" Heizstrom erzeugen können.

Durchschnittsbetrachtung

Unter der Voraussetzung, daß die Heizstromnachfrage mit 1.400-1.600 Vollast-Benutzungsstunden des jeweiligen elektrischen Heizsystems eindeutig Mittellast-Charakter aufweist, führt die Durchschnittsbetrachtung zu einer Zuordnung von Heizstrom zu Mittellast-Kraftwerken, also überwiegend steinkohle-Kraftwerken.

Dies wird mehrfach gestützt (FICHTNER 1986, GLATZEL 1984, UBA 1986) und entspricht der "Kohle per Draht"-Philosophie.

Andere Autoren argumentieren, daß Heizstrom bei geeigneter Betriebsweise des Kraftwerksparks auch anteilig in Atomkraftwerken erzeugt wird (SCHNELL/DEHLI 1986, HUTTENLOHER/PILLER/SCHRANNER 1984).

Eine Modellbetrachtung der VDEW, die eine Übertragung dieser regionalen Daten auf die BRD versuchte[13], wurde als unzureichend kritisiert, da der Stromaustausch zwischen EVU und die zur Reservehaltung erforderlichen fossil betriebenen Kraftwerke andererseits nicht einbezogen wurden <FRITSCHE/KOHLER 1985>.

---

10 Dabei ist eine Betrachtung der durchschnittlichen Situation in der Bundesrepublik maßgebend, da die GEMIS-Grunddaten keine regionalen Besonderheiten abbilden.

11 Dies ist nicht unter energetischen, sondern ökonomischen Randbedingungen des Kraftwerksparks zu entscheiden. Ein EVU kann zwar noch freie Erzeugungsmöglichkeiten in bestehenden Kraftwerken haben, deren variable Kosten aber den anlegbaren Preis für Heizstrom übersteigen (z.B. ölbefeuerte Kraftwerke).

12 Für diesen Fall gilt ebenfalls die in der vorstehenden Fußnote genannte ökonomische Rahmenbedingung.

13 Diese Modellbetrachtung findet sich in <JUNG 1985> und wrde auch in <MAIER 1986> übernommen.

Eine nachvollziehbare Absicherung des Modells durch reale Betriebswerte der Lastverteiler in der BRD (Superposition der Einzeldaten und Vergleich der temperaturabhängigen Lastkurven) steht bislang aus.

Zudem sind die Stromzuwachsraten, die von der VDEW für die Abschätzung der Lastverhältnisse zu Beginn der '90er Jahre verwendet wurden, mittlerweile überholt. Damit ist eine Revidierung der VDEW-Annahmen, daß bis zu 30 % des Heizstroms der BRD in Zukunft aus Atomkraftwerken stammen könne, unabhängig von der Richtigkeit der Modellbetrachtung erforderlich <SCHULZ 1988>.

Beim derzeitigen Datenstand ist für die Durchschnittsbetrachtung nur die Angabe einer Bandbreite für die Zurechnung von Kraftwerken zu Heizstrom möglich.

Die Bandbreite wird einerseits dadurch beschrieben, daß Heizstrom vollständig aus Steinkohle-Kraftwerken bereitgestellt wird, womit sich die höchsten zurechenbaren Schadstoffemissionen für Heizstrom ergeben (Bezeichnung "Max"). Andererseits wird die Bandbreite durch eine Mischung von Steinkohle- und Atomkraftwerken beschrieben (Bezeichnung "Mix").

Für die Durchschnittsbetrachtungen werden hinsichtlich der Kohlestromanteile Ballaststeinkohle- und Vollwertkohle-Kraftwerke betrachtet, die Kraftwerks- und Emissionsdaten entsprechen den Anlagen für das Stromnetz.

Für den "Mix"-Fall setzen wir - in Abgrenzung zu den oben als überholt bezeichneten Angaben der VDEW - einen 20 %-Anteil Atomstrom an[14]. Die folgenden Tabellen zeigen diese Werte in der Übersicht.

Tabelle 130 Kenndaten Heizstrom-Max

Eingangsanbindung	Prozentualer Anteil
Steinkohle-KW-Mix	100
Atomkraftwerk	0

Tabelle 131 Kenndaten Heizstrom-Mix

Eingangsanbindung	Prozentualer Anteil
Steinkohle-KW-Mix	80
Atomkraftwerk	20

Zuwachsbetrachtung

In der zweiten Variante (Zuwachsbetrachtung) ist zu fragen, welches neue Kraftwerk in den '90er Jahren zur Mittellast-Bereitstellung "ohnehin" gebaut würde, da dieses dann in der Nacht durch Heizstromabgabe besser ausgelastet werden könnte.

[14] Damit wird nicht ausgesagt, daß tatsächlich 20 % des Heizstroms von Atomkraftwerken bereitgestellt werden. Vielmehr ist dieser Wert als eine Grenzbetrachtung zu verstehen.

Ein Zubau von Braunkohle- oder Atomkraftwerken zur Bereitstellung von Heizstrom andererseits widerspricht allen bisherigen Konzeptionen der Stromwirtschaft, da die Preisgestaltung von Heizstrom davon ausgeht, daß "Ohnehin"-Kraftwerke besser ausgelastet und mithin nur die variablen Kosten anzurechnen sind.

Somit ist festzustellen, daß unter der Zuwachsbetrachtung im wesentlichen Steinkohle-Kraftwerke als typische Mittellast-Anlagen für die Bereitstellung von "neuem" Heizstrom in den '90er Jahren in Frage kommen[15].

Bei der Zuwachsbetrachtung wird somit angenommen, daß ein neues Steinkohlekraftwerk gebaut wird und es durch die Lieferung von Nachtstrom besser ausgelastet werden kann. Das neue Steinkohle-Kraftwerk weist in Übereinstimmung mit den Daten der WEC-Studie sowie Auslegungsdaten modernster Kraftwerke einen elektrischen Netto-Nutzungsgrad von 39 % auf, bezogen auf den eingesetzten Brennstoff[16]. Die Emissionsdaten orientieren sich ebenfalls am modernsten Steinkohleblock[17] sowie am Datensatz BEST für Steinkohle-HKWs.

Die nachfolgenden Tabellen geben die Kenndaten dieser Anlage wieder.

Tabelle 132 Kenndaten des StK-Kraftwerk-neu

Eingangsanbindung:	StK-Transport BRD
Nutzungsgrad [%]:	39,0
Koppelprodukt:	Heizstrom-Netz-neu

Tabelle 133 Emissionsdaten des StK-Kraftwerk-neu

	C_{roh}	n_{RGR}	C_{rein}	E-Faktor
	[mg/m³]	[%]	[mg/m³]	[kg/TJ_{input}]
SO_2:	1.930	95	100	35
NO_x:	600	83	100	35
Staub:	10.000	99,8	5	2
CO_2:	-	-	-	93.000

Bei der Verteilung des Heizstroms treten 5 % Verteil- und Umspannverluste auf <VDEW 1989a>. Dies ist ein konservativer Wert, da die vor allem in den Nachtstunden erfolgende Übertragung von Heizstrom wegen der dann regional z.T. hohen Netzauslastung eher zu höheren Verlusten führt.

15 Bei einer Änderung der Energiepreise zugunsten des Erdgases oder Erdöls könnte diese Annahme nicht mehr zutreffen.

16 z.B. Staudinger Block V, Großkraftwerk Mannheim Block VIII

17 Großkraftwerk Mannheim Block VIII, Tagesmittelwerte, vgl. <ÖKO-INSTITUT 1989c>

Zusammenfassung zur Heizstrom-Prozeßkette

Aus den vorstehend genannten Daten wurden zusammengefaßte Prozeßketten generiert, die alle Verfahrensschritte bis zur Anlieferung des Heizstroms frei Haus enthalten. Die folgenden Tabellen zeigen diese Werte.

Tabelle 134 Kenndaten der Prozeßkette Heizstrom-frei-Haus-max

Emissionsfaktoren	**[kg/$TJ_{Endenergie}$]**
SO_2	265,6
NO_x	191,7
Staub	25,7
CO_2	267.000
PE-Nutzungsgrad [%]:	34,3

Tabelle 135 Kenndaten der Prozeßkette Heizstrom-frei-Haus-mix

Emissionsfaktoren	**[kg/$TJ_{Endenergie}$]**
SO_2	213,4
NO_x	159,4
Staub	20,9
CO_2	216.700
PE-Nutzungsgrad [%]:	33,2

Tabelle 136 Kenndaten der Prozeßkette Heizstrom-frei-Haus-neu

Emissionsfaktoren	**[kg/$TJ_{Endenergie}$]**
SO_2	111,0
NO_x	115,6
Staub	6,4
CO_2	258.700
PE-Nutzungsgrad [%]:	35,4

Prozeßkette Uran

Verschiedene Studien des amerikanischen Department of Energy (DOE) zeigten, daß auch bei der Atomenergie nicht unwesentliche Anteile der dem Atomkraftwerk (AKW) vorgelagerten Brennstoffkette existieren, solange die Urananreicherung überwiegend mittels Gasdiffusion erfolgt. Zur Absicherung der Daten wurden neben diesen Studien weitere Arbeiten analysiert, die Kenndaten enthalten.

Die folgende Abbildung zeigt schematisch die Prozeßkette in GEMIS.

Abbildung 6 Schema der GEMIS-Prozeßkette Uran

Eine amerikanische Studie für die Bonneville Power Administration <NERO 1984> zitiert ein Final Environmental Statement zum WPPSS Nuclear Project No.2, das von der amerikanischen Atomenergiekontroll-Behörde (NRC) erstellt wurde. Die NERO-Daten nennen einen Energiebedarf, bezogen auf ein Referenz-Reaktor-Jahr Stromerzeugung, von 323 GWh Strom (rd. 5 % des AKW-Outputs) und rd. 38 GWh Erdgas (entspricht 0,54 % des elektrischen Outputs des AKW). Weitere Daten geben <OSZUSZKY 1976> und <ORNL 1980>, wobei die Werte auf die jährliche Reaktornachladung bezogen sind, d.h. dem Norm-Reaktor-Jahr (1000 MWel, Lastfaktor 0,8) entsprechen.

Für die Einbeziehung dieser Daten in das GEMIS-Programm wurden die Werte auf den thermischen Input (nutzbarer Energiegehalt der Brennelemente) in ein Atomkraftwerk umgerechnet, sodaß eine Variation des elektrischen Nutzungsgrades vorgenommen werden kann. Zur Umrechnung amerikanischer Daten wurde mit einem elektrischen Nutzungsgrad des AKW von 35 % gerechnet.

Für den Srombedarf der Prozeßstufen wurde unterstellt, daß dieser aus dem Verbundnetz gedeckt wird[18], und die Prozeßwärme von Gaskesseln.

Uranerz-Förderung

Der Natururan-Erzgehalt für heutige Abbautechniken liegt zwischen 0,1 und 0,3 % Uran, bezogen auf die geförderte Gesteinsmenge. Die Förderung von Uranerz erfolgt ähnlich wie die von Kohle im Tief- und Tagebau. Die ORNL-Studie geht von einem Mix der Förderarten von jeweils rd. 50 % aus, wobei hieraus ein Strombedarf von 2,8 GWh je Reaktornachladung und ein Treibstoffbedarf von rd. 260 MBTU resultiert. Bezogen auf den thermischen Input des AKW sind dies rd. 0,01 % Strom und rd. 0,4 % Treibstoff, der vor allem für Dieselantriebe gebraucht wird.

Die Arbeit von <OSZUSZKY 1976> geht demgegenüber mit 250 MWh von einem rd. 10-fach niedrigeren Strombedarf je Nachladung aus und nennt keinen Treibstoffbedarf. Bezogen auf den thermischen Input des AKW entspricht dies rd. 0,001 % Strom. Da die ORNL-Werte für die Prozeßstufe Uranförderung größenordnungsmäßig mit DOE-Werten übereinstimmen, verwenden wir sie[19].

[18] Eine Ausnahme hiervon wurde bei der Anreicherung gemacht.

[19] Diese Werte stimmen größenordnungsmäßig mit Angaben der VDEW überein, die für kanadische Erze inklusive Konversion 0,1-0,4 % Strom- und Treibstoffbedarf, bezogen auf den Energieinhalt des U3O8 nennen <VDEW 1989b>.

Die folgende Tabelle zeigt die entsprechenden GEMIS-Werte:

Tabelle 137 Kenndaten der Uran-Förderung

Primärenergiequelle:	Uran
Hilfsenergie 1:	Stromnetz 380 kV
Hilfsenergiebedarf 1 [%]:	0,01
Hilfsenergie 2:	Lkw-Dieselmotor
Hilfsenergiebedarf 2 [%]:	0,08

Uran-Aufbereitung und Konversion

Nach der Förderung wird das Uranerz aufbereitet und zu sog. "yellowcake" (UF6) aufkonzentriert. Hierfür gibt ORNL einen Strombedarf von 6400 MWh und einen Brennstoffbedarf (Trocknung/Kalzinierung) von rd. 800 MBTU an, jeweils bezogen auf eine Reaktornachladung <ORNL 1980>. Umgerechnet auf den thermischen Input des AKW sind dies 0,03 % Strom und rd. 1,2 % Brennstoff. Die Arbeit von OSZUSZKY nennt 4800 MWh Strom pro Nachladung plus rd. 3 Mio m3 Erdgas für die Trocknung und Konversion des U3O8 zu UF6, dies entspricht 0,02 % Strom und 0,14 % Brennstoff bezogen auf den thermischen AKW-Input. Da die ORNL-Daten eher denen des DOE entsprechen, gehen wir von diesen Werten aus, die folgende Tabelle zeigt die Werte:

Tabelle 138 Kenndaten der Uran-Konversion

Eingangsanbindung:	Uranförderung
Nutzungsgrad [%]:	100,0
Hilfsenergie 1:	Stromnetz 380 kV
Hilfsenergiebedarf 1 [%]:	0,03
Hilfsenergie 2:	Gas-Kessel
Hilfsenergiebedarf 2 [%]:	1,0

Uran-Anreicherung

Nach der Konversion muß das Uran angereichert werden, da die zum AKW-Betrieb (Leichtwasserreaktoren) erforderliche Konzentration von rd. 3 % des Isotops 235U einer natürlichen von nur 0,7 % gegenübersteht <KUCHELKA 1986>. Für diese Anreicherung wurde der Begriff der "Urantrennarbeit" (UTA) eingeführt, der den Aufwand zur Anreicherung eines kg Uran mit 3 % 235U angibt.

Die heute am meisten genutzte Technik der Anreicherung ist zugleich die energieintensivste: die Gasdiffusion erfordert rd. 2.400 kWh/UTA entsprechend rd. 4 % des thermischen Inputs in ein AKW <KUCHELKA 1986>, während neuere Verfahren wie die Gas-Zentrifuge nur etwa 1/10 dieses Aufwands erfordern. Weitere Verfahren wie die Laser- und Plasma-Anreicherung befinden sich in der Entwicklung, sie werden den Strombedarf auf unter 100 kWh/UTA senken <KUCHELKA 1986>.

Die ORNL-Studie nennt für die Gassdiffusion einen Strombedarf von rd. 610 GWh und einen Brennstoffbedarf von rd. 1600 MBTU, dies entspricht rd. 3 % Strom und 2,4 % Brennstoff, bezogen auf den thermischen Input des AKW[20]. Für die Zentrifugen-Anreicherung unterstellen wir 1/10 dieses Wertes. Über die Verteilung der Anreicherungstechnik zwischen Diffusion und Zentrifuge liegen bislang keine aussagekräftigen und nachvollziehbaren Werte vor, die repräsentativ für die "durchschnittlichen" Atomkraftwerke in der Bundesrepublik wären. Um dennoch eine - konservative - Abschätzung der Anteile zu geben, unterstellen wir einen von der Elektrizitätswirtschaft genannte Verteilung von 30 % Diffusion und 70 % Zentrifuge <VDEW 1989b>. Soweit diese Schätzung durch neuere Erkenntnisse verändert wird, müssen die Uran-Prozeßkettendaten angepaßt werden.

Die folgenden Tabellen zeigen die GEMIS-Kenndaten der Anreicherung:

Tabelle 139 Kenndaten der Uran-Anreicherung

Eingangsanbindung	Prozentualer Anteil
U-Anreicherung Diff.	30
U-Anreicherung Zentr.	70

Tabelle 140 Kenndaten der Uran-Anreicherung Diffusion

Eingangsanbindung:	Uran-Konversion
Nutzungsgrad [%]:	100,0
Hilfsenergie 1:	Grundlaststrom-Netz
Hilfsenergiebedarf 1 [%]:	3,0
Hilfsenergie 2:	Gas-Kessel
Hilfsenergiebedarf 2 [%]:	2,0

Tabelle 141 Kenndaten der Uran-Anreicherung Zentrifuge

Eingangsanbindung:	Uran-Konversion
Nutzungsgrad [%]:	100,0
Hilfsenergie 1:	Grundlaststrom-Netz
Hilfsenergiebedarf 1 [%]:	0,3

[20] Dieser Wert stimmt gut mit Angaben der VDEW überein, die für 1 kg UTA rd. 2400 kWh Strombedarf bzw. 3,3 %, bezogen auf den thermischen Input in ein AKW, angibt <VDEW 1989b>.

Hilfsenergie 2:	Gas-Kessel
Hilfsenergiebedarf 2 [%]:	2,0

Uran-Brennelementfertigung

Aus dem angereicherten Uran werden Brennelemente gefertigt, wofür Prozeßwärme und Strom erforderlich sind.

Die ORNL-Studie weist einen Bedarf von 3.850 MWh Strom und 840 MBTU Gas für diese Prozeßstufe aus, hinzu kommen rd. 13 MBTU Dieselkrftstoff für Hilfsaggregate des AKW (alle Daten bezogen auf eine AKW-Nachladung). Umgerechnet auf thermischen AKW-Input sind dies rd. 0,01 % Strom, 1,2 % Brennstoff Gas und rd. 0,02 % Dieselkraftstoff.

OSZUSZKY gibt einen Bedarf an 1.700 MWh Strom plus 100.000 m3 Erdgas für Prozeßwärme je AKW-Nachladung an, dies entspricht 0,01 % Strom und 0,005 % Brennstoff, bezogen auf den thermischen AKW-Input.

Wiederum liegen die ORNL-Daten im Bereich der DOE-Werte, sodaß auch bei der Brennelement-Fertigung auf sie zurückgegriffen wird. Die folgende Tabelle zeigt diese Werte.

Tabelle 142 Kenndaten der Uran-Brennelementfabrik

Eingangsanbindung:	Uran-Anreicherung
Nutzungsgrad [%]:	100,0
Hilfsenergie 1:	Stromnetz 380 kV
Hilfsenergiebedarf 1 [%]:	0,01
Hilfsenergie 2:	Gas-Kessel
Hilfsenergiebedarf 2 [%]:	1,0

Zusammenfassung zur Uran-Prozeßkette

Aus den vorstehend genannten Daten wurde eine zusammengefaßte Prozeßkette generiert, die alle Verfahrensschritte von der Gewinnung bis zur Anlieferung von Uran frei Kraftwerk enthält.

Die folgende Tabelle zeigen die berechneten Werte.

Tabelle 143 Kenndaten der Prozeßkette Uran-frei-AKW

Emissionsfaktoren	**[kg/TJ$_{Endenergie}$]**
SO_2	1,6
NO_x	9,9
Staub	0,6
CO_2	4.700

Nutzungsgrad [%]	91,3

Der errechnete Nutzungsgrad liegt im Bereich der in der FFE/DFG-Studie genannten Daten von 92 % für Uran ohne Wiederaufarbeitung <JENSCH 1988>.

Bezogen auf den Reaktor-Output, also Strom, liegt der GEMIS-Wert bei 3,5 % und stimmt damit gut mit DOE- und WEC-Daten überein.

Zu beachten ist, daß die Emissionswerte für die Uranbereitstellung wegen des hohen Anteils der Anreicherung stark von dem gewählten Grundlaststrom-Kraftwerkspark abhängen. Für GEMIS wurde der deutsche Grundlastpark zu Beginn der '90er Jahre unterstellt. Je nach Herkunftsland (USA, Frankreich, UdSSR etc.) variiert dieser Wert und damit auch die zurechenbaren Emissionen.

Prozeßketten Biomasse

Über die bisher diskutierten Prozeßketten hinaus werden auch regenerative Energien in das GEMIS-Programm einbezogen. Prozeßdaten für Wasserkraft, Wind- und Solarenergie werden durch die Materialvorleistungen geprägt und sind Gegenstand des nachfolgenden Kapitels.

Es bleibt somit die Bereitstellung von Biomasse als Brennstoff zu diskutieren, wobei eine Einschränkung auf Rest-Biomassen entsprechend der Projekt-Vorgabe erfolgt.

Für energetische Biomasse-Nutzung wird daher auch nur der Anteil zugerechnet, der für die energetische Nutzung aufzubringen ist. Die Aufwände für die Produktion der Biomasse wird dem eigentlichen Anbauzweck zugeordnet und nicht der energetischen Nutzung <SMITH 1987>.

Sofern Biomasse aus "Energieplantagen" oder herkömmlichen Holz-Sortimenten genutzt wird, müssen entsprechende Daten berücksichtigt werden <OECD 1988>.

Da die Kenndaten der Biomasse-Systeme extrem stark von den örtlichen Bedingungen abhängen und somit deutlich variieren können, werden hier im wesentlichen Obergrenzen der Kenndaten definiert.

Die folgende Abbildung gibt einen schematischen Überblick zu den Prozeßketten.

Abbildung 7 Schema der GEMIS-Prozeßketten Biomasse

Stückholznutzung

Die Nutzung von Stückholz setzt woraus, daß Restholz im Wald geschlagen und zum Einsatzort transportiert wird. Der der Ernteaufwand (Motorsäge oder menschliche Arbeitskraft) wegen geringer Größe (unter 0,01 % des Heizwerts) nicht zu beachten ist, bleibt der Transportaufwand als relevante Prozeßstufe. Als Transportsystem wird ein Modell-Lkw angenommen, der eine Strecke von 50 km zwischen Holzernte und Stückholznutzung zurücklegt. Die folgende Tabelle zeigt die Kenndaten.

Tabelle 144 Kenndaten des Holz-Lkw

Eingangsanbindung:	Holz-Aufkommen
Transportierter Brennstoff:	Holz

Hilfsenergie:	Lkw-Dieselmotor
Hilfsenergiebedarf [MJ/t.km]:	0,5
Transportlänge [km]:	50

Aus den vorstehend genannten Daten wurde eine zusammengefaßte Prozeßkette generiert, die alle Verfahrensschritte von der Gewinnung bis zur Anlieferung von Stückholz frei Haus enthält. Die folgende Tabelle zeigen die berechneten Werte.

Tabelle 145 Kenndaten der Prozeßkette Holz-frei-Haus

Emissionsfaktoren	**[kg/TJ$_{Endenergie}$]**
SO_2	0,8
NO_x	13,3
Staub	1,0
CO_2	800
Nutzungsgrad [%]	98,9

Holz-Hackschnitzel

Die Verarbeitung von Restholz zu Holz-Hackschnitzeln (HHS) ist mittlerweile auch in der BRD eingeführt (<CMA 1982>, <KTBL 1983>). Es existieren Nutzergemeinschaften, die gemeinsam einen Hacker betreiben <KTBL 1985>. Weiterhin werden HHS auch kommerziell von Unternehmen als Brennstoff angeboten, allerdings werden diese aus Schwachholz-Sortimenten gewonnen und nicht aus Restholz. Die Lagerung/Trocknung von HHS wurde mittlerweile ebenfalls in der BRD untersucht <STREHLER 1984>, wobei ausreichende Erkenntnisse zur Vermeidung von Umweltproblemen (Staub- und Pilzbildung) vorliegen.

Gewinnung von HHS

Die Gewinnung von HHS ist einerseits mit dem Transportaufwand behaftet, der zur Anlieferung der Biomasse an einer Hackstation erbracht werden muß. Die FFE rechnet für den Restholz-Transport vom Wald zum Hacker und von dort zu einem Lagersilo mit rd. 1 % Brennstoffbedarf, bezogen auf den Hackschnitzel-Heizwert, gibt allerdings keine Transportdistanz an <FFE 1983>.

Wir unterstellen wie bei der Stückholznutzung als obere Grenze ein Radius von 50 km für das Einzugsgebiet, damit ergibt sich für den Lkw-Antransport ein Treibstoffbedarf von rd. 0.5 % des transportierten Holz-Heizwerts (s. Stückholz-Lkw).

Brennstoff-Aufbereitung

Das Hacken von Restholz erfordert Antriebsenergie für die Hackmesser. Üblicherweise werden hier dieselmotorgetriebene Hacker eingesetzt, der Energieaufwand beträgt rd. 1 % des Holz-Heizwerts (<CMA 1982>, <KTBL 1983+85>). Die FFE-Studie unterstellt für das Hacken einen Bedarf von 0,25 % des Heizwerts der produzierten Hackschnitzel <FFE 1983>, was u.E. eine Unterschätzung darstellt. Somit ergeben sich die folgenden Werte für die HHS-Bereitstellung.

Tabelle 146 Kenndaten der Holz-HS-Herstellung

Eingangsanbindung:	Holz-Lkw
Nutzungsgrad [%]:	100
Hilfsenergie:	Dieselmotor generell
Hilfsenergiebedarf [%]:	0,33

Eine aktive Trocknung des Hackguts wird nicht angenommen, da die Erzeugung von Grobhackgut unterstellt wird, das bei sachgerechter Lagerung selbst auf rd. 20 Gew.% H_2O trocknet <STREHLER 1984>. Bei einer angenommenen aktiven thermischen Trocknung von 50 % Rohfeuchte auf 20 % Restfeuchte wird eine thermische Energie von rd. 1 MJ/kg HHS erforderlich, unter Einrechnung eines Wirkungsgrads der Wärmeeinkopplung in einer typischen Trockentrommel von rd. 50 % demnach 2 MJ/kg HHS. Bei einem Heizwert des getrockneten Hackgutes von 16,5 MJ/kg sind dies etwa 12 %.

Zur Bereitstellung der Trocknerwärme wird eine größere Holz-Hackschnitzel-Feuerung (Heizwerk) angenommen, durch die Trocknung ergeben sich weiterhin durch Ausgasung rd. 1 % Verluste. Damit ergeben sich die in den folgenden Tabellen genannten Werte für die Trocknungs-Option.

Tabelle 147 Kenndaten der Holz-HS-Trocknung

Eingangsanbindung:	Holz-HS-Herstellung
Nutzungsgrad [%]:	99,0
Hilfsenergie:	Holz-HS-HW
Hilfsenergiebedarf [%]:	12,0

Transport von HHS

Die gewonnenen Holz-Hackschnitzel werden schließlich zum Verbraucher (Heizwerk, Heizungen) transportiert. Die FFE rechnet für diesen Transport mit rd. 1,5 % Brennstoffbedarf, bezogen auf den Hackschnitzel-Heizwert, gibt allerdings auch hier keine Transportdistanz an <FFE 1983>. Wird wie beim Stückholz mit einem Versorgungsgebiet von 50 km Radius gerechnet, ergeben sich beim LKW-Transport rd. 0,8 % der transportierten Energie als Treibstoffbedarf.

Tabelle 148 Kenndaten des Holz-HS-Lkw

Eingangsanbindung:	Holz-HS-Herstellung
Transportierter Brennstoff:	Holz-HS

Hilfsenergie:	Lkw-Dieselmotor
Hilfsenergiebedarf [MJ/t.km]:	0,5
Transportlänge [km]:	50

Zusammenfassung zur Holz-Hackschnitzel-Prozeßkette

Aus den vorstehend genannten Daten wurde eine zusammengefaßte Prozeßketten generiert, die alle Verfahrensschritte von der Gewinnung bis zur Anlieferung von HHS frei Verbraucher enthalten, wobei die HHS-trocken-Prozeßkette eine aktive Trocknung berücksichtigt. Die folgende Tabelle zeigen die berechneten Werte.

Tabelle 149 Kenndaten der Prozeßkette Holz-HS-frei-Haus

Emissionsfaktoren	**[kg/$TJ_{Endenergie}$]**
SO_2	2,5
NO_x	34,9
Staub	2,5
CO_2	2.300
Nutzungsgrad [%]	95,9

Tabelle 150 Kenndaten der Prozeßkette HHS-trocken-frei-Haus

Emissionsfaktoren	**[kg/$TJ_{Endenergie}$]**
SO_2	11,5
NO_x	60,5
Staub	4,9
CO_2	3.400
Nutzungsgrad [%]	72,9

Holz-Vergasung

Neben der direkten Verbrennung von Restholz stellt die Vergasung eine Möglichkeit zur Nutzung von Biomasse dar <BINE 1988>, die Verfahren hierzu sind heute Stand der Technik <HOS/GROENEVELD 1987>[21]. Als typischer Vergaser wird ein System angesetzt, das Holz-Hackschnitzel nutzt und eine Effizienz von rd. 70 % (Holz-Heizwert zu Gas-Heizwert) aufweist <BMFT 1985>. Für die Vergasung wird einerseits die interne Wärmeproduktion bei der Teilverbrennung von Holz-HS genutzt, andererseits soll die Abwärme eines Holzgas-befeuerten BHKW (Gasmotor) genutzt werden[22]. Damit ergeben sich die folgenden Kenndaten des Vergasers.

Tabelle 151 Kenndaten des Holzvergasers

Eingangsanbindung:	Holz-HS-Lkw
Nutzungsgrad [%]:	70,0
Hilfsenergie:	Holzgas-BHKW
Hilfsenergiebedarf [%]:	20,0

Das Holzgas-BHKW wird energetisch wie das kleine Gas-BHKW mit 3-Wege-Katalysator ausgelegt, da das Holzgas weitgehend schwefelfrei ist. Die folgenden Tabellen zeigen die entsprechenden Daten.

Tabelle 152 Emissionsdaten des Holzgas-BHKW

	C_{roh}	n_{RGR}	C_{rein}	E-Faktor
	[mg/m³]	[%]	[mg/m³]	[kg/TJ$_{input}$]
SO_2:	0	-	0	0
NO_x:	4.000	95	200	63
Staub:	6,4	-	6,4	2
CO_2:	-	-	-	0

Zusammenfassung zur Holzgas-Prozeßkette

Aus den vorstehend genannten Daten wurde eine zusammengefaßte Prozeßkette generiert, die alle Verfahrensschritte bis zur Anlieferung von Holzgas frei Verbraucher (BHKW) enthält. Die folgende Tabelle zeigen die berechneten Werte.

[21] Allerdings gibt es bei kleineren Vergasern noch Probleme mit der Reinigung des Prozeßabwassers <BMFT 1985>, soweit nicht Wirbelschichtvergaser verwendet werden.

[22] Neueste Nutzungsoption für Holzgas sind auch spezielle Gasturbinen <WILLIAMS 1989>, für die bislang jedoch keine Emissionsdaten vorliegen.

Tabelle 153 Kenndaten der Prozeßkette Holzgas

Emissionsfaktoren	**[kg/TJ$_{Endenergie}$]**
SO_2	10,2
NO_x	144,9
Staub	9,6
CO_2	-13.000
Nutzungsgrad [%]	40,4

Die negativen Bilanzwerte bei CO_2 zeigen, daß durch die Stromerzeugung des Hilssystems BHKW mehr Emissionen substituiert werden als der Vergasungsprozeß selbst abgibt[23]. Beachtlich ist aber der hohe NO_x-Ausstoß, der trotz geregeltem Dreiwege-Katalysator des Hilfssystems BHKW auftritt. Dies liegt insbesondere am niedrigen Heizwert des Holzgases und den Emissionen zur Bereitstellung der Holz-Hackschnitzel. Sofern Restholz aus der Holzverarbeitung (z.B. Späne) genutzt würde, wären die Emissionen drastisch niedriger.

Stroh-Cobs

Gewinnung von Stroh

Die Gewinnung von Reststroh ist wie die von Restholz nur mit dem Transportaufwand behaftet, der zur Anlieferung der Biomasse an einer zentralen Kompaktierungsstation benötigt wird. Wird wie beim Holz als obere Grenze eine Transportentfernung von 50 km angenommen, ergibt sich für den LKW-Transport ein Treibstoffbedarf von rd. 1 % des Stroh-Heizwerts. Die nachfolgende Tabelle zeigt die entsprechenden Daten.

Tabelle 154 Kenndaten des Stroh-Lkw

Eingangsanbindung:	Stroh-Aufkommen
Transportierter Brennstoff:	Stroh
Hilfsenergie:	Lkw-Dieselmotor
Hilfsenergiebedarf [MJ/t.km]:	0,50
Transportverluste [%/100 km]:	0,10
Transportlänge [km]:	50

[23] Für die Stromgutschrift des BHKW wurde der Grundlast-Kraftwerkspark herangezogen.

Brennstoff-Aufbereitung

Das Kompaktieren von Reststroh erfordert Antriebsenergie für die Presse. Üblicherweise werden elektrisch betriebene Stangen- oder Kolbenpressen eingesetzt, der Energieaufwand als Strom-Endenergie beträgt rd. 1 % des Strohs-Heizwerts <TUM 1987>. Der Strombedarf soll aus dem örtlichen Stromnetz gedeckt werden. Die folgende Tabelle zeigt die entsprechenden Werte.

Tabelle 155 Kenndaten der Strohcob-Herstellung

Eingangsanbindung:	Stroh-Lkw
Nutzungsgrad [%]:	100,0
Hilfsenergie:	Stromnetz 0,4 kV
Hilfsenergiebedarf [%]:	1,0

Transport von Strohcobs

Die erzeugten Stroh-Cobs werden schließlich zum Verbraucher (Heizwerk, Heizungen) transportiert. Wird ebenfalls mit einer Transportentfernung von 50 km gerechnet, ergeben sich rd. 0,85 % der transportierten Energie als Treibstoffbedarf.

Tabelle 156 Kenndaten des Strohcob-Lkw

Eingangsanbindung:	Strohcob-Herstellung
Transportierter Brennstoff:	Stroh-Cob
Hilfsenergie:	Lkw-Dieselmotor
Hilfsenergiebedarf [MJ/t.km]:	0,50
Transportlänge [km]:	50

Zusammenfassung zur Strohcob-Prozeßkette

Aus den vorstehend genannten Daten wurde eine zusammengefaßte Prozeßkette generiert, die alle Verfahrensschritte bis zur Anlieferung von Strohcobs frei Verbraucher enthält. Die folgende Tabelle zeigen die berechneten Werte.

Tabelle 157 Kenndaten der Prozeßkette Strohcob-frei-Haus

Emissionsfaktoren	**[kg/$TJ_{Endenergie}$]**
SO_2	2,9
NO_x	27,2
Staub	2,0
CO_2	3.200
Nutzungsgrad [%]	95,1

Biogas aus Gülle und Festmist

Außer Restholz und -stroh kann auch Restbiomasse aus der landwirtschaftlichen Tierhaltung energetisch genutzt werden, indem die organischen Reststoffe (Exkremente) Gülle bzw. Festmist fermentiert werden, wobei ein methanhaltiges Biogas entsteht <PAUSS/NAVEAU/ NYNS 1987>. Wir unterstellen bei der Biogaserzeugung einen mesophilen Prozeß, der bei Temperaturen von 33-40 oC stattfindet <ÖKO-INSTITUT 1988>.

Gewinnung von Gülle/Festmist

Für die Gewinnung von Gülle und Festmist wird kein anteiliger Energiebedarf angesetzt, da die Sammlung "ohnehin" betrieben wird. Für Festmist wird angenommen, daß dieser mit der Jauche zu einem pumpfähigen Substrat vermischt wird, das die Eigenschaften von Rohgülle aufweist. Bei Einzelanlagen ist wegen der Anlagenkonzeption[24] kein Gülletransport notwendig <ÖKO-INSTITUT 1988>.

Bei Zentralanlagen erfolgt der Gülle-Transport per Lkw, der mit einem Tank die Gülle bei den landwirtschaftlichen Betrieben abholt und zur Zentralanlage fährt. Bei der Anfahrt wird ausgegorene Gülle an dezentrale Lager transportiert <ÖKO-INSTITUT 1989a>.

Bei 10 km Transportentfernung liegt der Treibstoffbedarf des Lkw bei rd. 1 %, bezogen auf den Heizwert der Gülle. Dieser hohe Wert ergibt sich wegen des nur geringen Anteils organischer Trockenmasse (ca. 7 % OTS) in der hauptsächlich aus Wasser bestehenden Gülle. Die folgende Tabelle zeigt die entsprechenden Werte.

Tabelle 158 Kenndaten des Gülle-Lkw

Eingangsanbindung:	Gülle-Aufkommen
Transportierter Brennstoff:	Gülle
Hilfsenergie:	Lkw-Dieselmotor
Hilfsenergiebedarf [MJ/t.km]:	0,5
Transportlänge [km]:	10

Gülle-Fermentation

Der Energiebedarf der Biogaserzeugung besteht überwiegend aus Prozeßwärme sowie geringen Teilen Strom für Pumpen und Rührwerke. Eine Verdichtung oder Aufbereitung des Biogases wurde nicht angenommen, der Energiebedarf der Entschwefelung (nasse Absorption von H2S) kann vernachlässigt werden. Eine Untersuchung der FAL gibt Strombedarfswerte im Bereich von 1,6 - 5 kWh/m3 Güllezufuhr an <AHLGRIMM 1983>, dänische Erfahrungen für Zentral-Biogasanlagen in Modulbauweise liegen bei 5 kWh/m3 <NELLEMANN 1989>.

Der Prozeßwärmebedarf für Einzelanlagen liegt bei 35 %, für Zentralanlagen sinkt er auf 20 % (<ÖKO-INSTITUT 1988>, <NELLEMANN 1989>).

---

[24] Die Biogasanlage wird in einem vorhandenen Güllelager eingebaut, wozu im wesentlichen die Verlegung von Heizrohren und ein Folienspeicher für die Gasfassung benötigt werden.

Die Bereitstellung der Prozeßwärme erfolgt für die Einzelanlage mit einem biogasbetriebenen, entstickten Kleinst-BHKW (einem sogenannten Total-Energie-Modul TOTEM, vgl. <ÖKO-INSTITUT 1988>), bei der Zentralanlage mit einem Magermotor-BHKW <ÖKO-INSTITUT 1989a>. Die Gasreinigung (H_2S-Abscheidung) soll in beiden Fällen mit einem nassen System erfolgen <NELLEMANN 1989>.

Tabelle 159 Kenndaten der Biogas-Einzelanlage

Eingangsanbindung:	Gülle-Aufkommen
Nutzungsgrad [%]:	100
Hilfsenergie 1:	Stromnetz 0,4 kV
Hilfsenergiebedarf 1 [%]:	1,0
Hilfsenergie 2:	Biogas-TOTEM
Hilfsenergiebedarf 2 [%]:	35,0

Tabelle 160 Kenndaten des Biogas-TOTEM

Eingangsanbindung:	Biogas-Einzelanlage
Nutzungsgrad [%]:	60,0
Stromkennzahl :	0,30
Koppelprodukt:	Kohlestrom-Netz

Tabelle 161 Emissionsdaten des Biogas-TOTEM

	C_{roh}	n_{RGR}	C_{rein}	E-Faktor
	[mg/m³]	[%]	[mg/m³]	[kg/TJ$_{input}$]
SO_2:	800	95	40	13
NO_x:	3.000	95	150	50
Staub:	5	-	5	2
CO_2:	-	-	-	0

Tabelle 162 Kenndaten der Biogas-Zentralanlage

Eingangsanbindung:	Gülle-Lkw
Nutzungsgrad [%]:	100
Hilfsenergie 1:	Stromnetz 0,4 kV
Hilfsenergiebedarf 1 [%]:	2,35
Hilfsenergie 2:	Biogas-BHKW

Hilfsenergiebedarf 2 [%]:	20,0

Tabelle 163 Kenndaten des Biogas-BHKW

Eingangsanbindung:	Biogas-Zentralanlage
Nutzungsgrad [%]:	55,0
Stromkennzahl :	0,60
Koppelprodukt:	Kohlestrom-Netz

Tabelle 164 Emissionsdaten des Biogas-BHKW

	C_{roh}	n_{RGR}	C_{rein}	E-Faktor
	[mg/m³]	[%]	[mg/m³]	[kg/TJ$_{input}$]
SO_2:	800	95	40	13
NO_x:	250	-	250	83
Staub:	5	-	5	2
CO_2:	-	-	-	0

Zusammenfassung zur Biogas-Prozeßkette

Aus den genannten Daten wurden zusammengefaßte Prozeßketten für die Einzel- und Zentralanlage generiert, die alle Verfahrensschritte bis zur Bereitstellung von Biogas frei Verbraucher enthalten. Die folgende Tabellen zeigen diese Werte.

Tabelle 165 Kenndaten der Prozeßkette Biogas-Einzel

Emissionsfaktoren	**[kg/TJ$_{Endenergie}$]**
SO_2	-32,8
NO_x	22,8
Staub	-4,0
CO_2	-63.6000
Nutzungsgrad [%]	57,8

Tabelle 166 Kenndaten der Prozeßkette Biogas-Zentral

Emissionsfaktoren	**[kg/TJ$_{Endenergie}$]**
SO_2	-26,9
NO_x	38,1
Staub	-1,8

CO_2	-43.000
Nutzungsgrad [%]	87,3

Die negativen Bilanzwerte bei SO_2, Staub und CO_2 zeigen, daß durch die Stromerzeugung der Hilfssysteme TOTEM/BHKW mehr Emissionen substituiert werden als der Vergärungsprozeß (plus Lkw-Transport bei der Zentralanlage) abgibt. Schon bei der Biogasbereitstellung kann daher eine Umweltentlastung bei diesen Schadstoffen erzielt werden.

Beachtlich ist aber wie beim Holzgas auch hier der durchaus hohe NOx-Ausstoß, der trotz Dreiwege-Katalysator des Hilfssystems TOTEM bzw. des Magermotor-BHKW auftritt. Dies liegt vor alle am niedrigen organischen Trockensubstanz-Gehalt der Gülle, woraus spezifisch hohe Transportemissionen auftreten.

2.3.3 Literatur zu Kapitel 2.3

AHLGRIMM 1983: Energiefluß in landwirtschaftlichen Biogasanlagen, in: Wissenschaft und Umwelt 4/1983, S. 206-213

BINE 1988: Energie aus Biomasse, Bürger-Information Neue Energietechniken, Bonn

BGW 1988: pers. Mitt. von Herrn Eisenbeis (Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft, Bonn) vom Mai 1988

BMFT 1985: Vergasung von Biomasse und Nutzung des Gases zum Antrieb von Motoren, P.Schulze-Lammers/M.Leuchs, BMFT-Bericht T85-066, Freising/München

BMWI 1988: Die Elektrizitätswirtschaft in der BRD im Jahre 1987, Statistischer Bericht des Referats Elektrizitätswirtschaft im Bundesministerium für Wirtschaft (39.Bericht), in: Elektrizitätswirtschaft vol.87 (1988) Heft 20, S.925-1005

BOEHM 1987: Braunkohlebergbau und Wasserwirtschaft, in: Braunkohle vol. 39 (1987) Heft 12, S. 423-429

BOHN/SAUER/ZEISE 1984: Energietransport, -speicherung und -verteilung, Handbuchreihe Energie Band 11, Gräfelfing/Köln

BRECHT 1980: Technologien zur Einsparung von Erdgas, in: gwf-gas/erdgas vol.121 (1980) Heft 8, S. 323-329

BUYKEN/WALDVOGEL 1985: Erfahrungen beim Fördern mit Tiefpumpen und Tauchkreiselpumpen, in: Erdöl-Erdgas vol. 101 (1985) Heft 11, S. 344-352

CEC 1988: Biennial Energy Status Report 1988, California Energy Commission, Sacramento

CERBE 1988: Grundlagen der Gastechnik, J.Cerbe, München/Wien (3.Aufl.)

CMA 1982: Bereitstellung von Rohholzhackschnitzeln durch die Forstwirtschaft zur Energiegewinnung, Centrale Marketinggesellschaft der deutschen Agrarwirtschaft, Bonn

CONCAWE 1986a: Sulphur dioxide emissions from oil refineries and combustion of oil products in western europe (1985), CONCAWE-report 10/86, Den Haag

CONCAWE 1986b: Measured data on NOx emissions in european refineries, CONCAWE-report 6/86, Den Haag

CONCAWE 1986c: Volatile organic compounds emissions: an inventory for western europe, CONCAWE-report 2/86, Den Haag

CONCAWE 1987: Volatile organic compounds emissions in western europe: control options and their cost-effectiveness for gasoline vehicles, distribution and refining, CONCAWE-report 6/87, Den Haag

DACH 1988: persönl. Mitt. von Herrn Dach, Gesamtverband des Deutschen Steinkohlebergbaus, vom Mai 1988

DECHEMA 1987: A Study for the Generation, Inter-Continental Transport, and Use of Hydrogen as a Source of Clean Energy, on the Basis of Large-Scale and Cheap Hydro-Electricity, DECHEMA, Frankfurt

DOE 1983: Energy Technology Characterizations Handbook: Environmental Pollution and Control Factors (3rd edition), Aerospace Corp., DOE-EP-0093

DOE 1988: Energy Technologies & the Environment - Envrionmental Information Handbook, US Department of Energy report DOE/EH-077, Washington D.C.

DOE 1989a: Environmental Emissions from Energy Technology Systems: The Total Fuel Cycle, R.L.San Martin, US Department of Energy, paper presented at the OECD/IEA Expert Seminar on Energy Technologies for Reducing Emissions of Greenhouse Gases, 12-14.April 1989, Paris

DOE 1989b: Energy Systems Emissions and Materiel Requirements, Meridian Corp., prepared for US Department of Energy, Washington D.C.

DURST 1982: Bedeutende Entwicklungsstufen im Bau von Schaufelradbaggern, in: Braunkohle vol.34 (1982) Heft 4, S. 99-106

EBERHARD/HÜNING 1984: Handbuch der Gasversorgungstechnik, Wien

EBFE 1986: Handbuch der Holzheizung, Eidgenössisches Bundesamt für Energiewirtschaft (EBFE), Schriftenreihe Studie Nr. 38, Bern

EICKENMEIER 1987: Entwicklung der Maschinentechnik in den Tagebauen des rheinischen Braunkohlereviers, in: Braunkohle vol.39 (1987) p. 429-440

EPA 1979: Energy from the West - Energy Resource Development Systems Report, Office of Energy, Minerals and Industry der EPA, Report EPA-600/7-79-060e

ESSO 1980: Schreiben v. 12.2.1980 an die RWE (Herr Picken), mit Anlagen

FFE 1983: Optimierung der Energiebedarfsdeckung bei einer Kartoffeltrocknungsanlage und einer Brauerei im Landkreis Lüchow-Dannenberg, Forschungsstelle für Energiewirtschaft, BMFT-Forschungsbericht T-83-145, München

FOHL/LUGSCHEIDER/WALLNER 1987: Entfernen von Wasser aus der Braunkohle Teil 1+2, in: Braunkohle vol.39 (1987) p. 46-57 und p. 78-87

FRITSCHE/KOHLER 1985: Stellungnahme zur VDEW-Studie "Anmerkungen...", ÖKO-Institut, Darmstadt/Freiburg

GEIGER 1987: Nutzungsgradketten bei der Warmwasserbereitstellung mit unterschiedlichen Systemen, B.Geiger, in: VDI 1987, S. 216-228

GEIGER 1988: Schreiben von Dr.B.Geiger an die Projektleitung GEMIS vom 1.Juni 1988 über die Datengrundlagen für den Beitrag <GEIGER 1987>

GEIGER/ROUVEL 1989: persönl. Mitt. von Dr.Geiger und Prof.Dr.Rouvel bei einem Treffen am Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Kraftwerkstechnik TU München vom 19.1.1989

GLATZEL 1984: Emissionsbilanzen für Stromheizungen, in: VDI 1984, S. 157 ff

GRIMM/RATHMANN 1983: Abtrennung von Ethan, schweren Kohlenwasserstoffen, Stickstoff und Helium aus Erdgasen und Erdölbegleitgasen, in: Erdöl und Kohle - Erdgas - Petrochemie vol.36 (1983) Heft 2, S. 75-84

HAGELÜKEN 1987: Transportleistungen des Braunkohlenbergbaus in der Bundesrepublik Deutschland, in: Braunkohle vol.39 (1987) Heft 11, S. 397-401

HALL/OVEREND 1987: Biomass, D.O.Hall/R.P.Overend (ed.), New York usw.

HAMACHER/KRÜGER 1988: NOx-Minderung in Westeuropa - Sekundärmaßnahmen der VGB-Mitglieder, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen vol.38 (1988) no. 4, p. 266-272

HAMANN 1985: Stickstoffoxid-Emissionen aus Mineralölraffinerien und ihre Bewertung, in: Erdöl und Kohle - Erdgas -Petrochemie vol. 38 (1985) S. 165-171

HARTMANN 1986: Simulation des kumulierten Energieverbrauchs industrieller Produkte, IfE-Schriftenreihe Heft 20, München

HILDEBRAND 1988: Rauchgasentschwefelung bei EVU-Kraftwerken, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen vol.38 (1988) no.7, p. 533-539

HITMANN 1974: Environmental impacts, efficiency, and costs of energy supply and end use, NTIS-PB 238784

HOS/GROENEVELD 1987: Biomass Gasification, in: HALL/OVEREND 1987, S. 237-255

HUTTENLOHER/PILLER/SCHRANNER 1984: Strom im Wärmemarkt, in: Elektrizitätswirtschaft vol.83 (1984) Heft 11, S. 535-538

IIASA 1980: Resource requirements for industrial processes: a WELMM comparison of energy chains, A.Gruber, International Institute for Applied Systems Analysis, WP-80-50, Laxenburg

IFE 1988: Emissionen von Holzfeuerungen, T.Nussbaumer, Studie im Rahmen des Nationalen Foschungsprogramms 12, ETH-Institut für Energietechnik, Zürich

IFEU 1988: PKW, Bus oder Bahn ?, IFEU-Bericht Nr.48, Heidelberg

INFRAS 1981: Prozeßdatenspiegel für 42 Förderungs- Transport- und Umwandlungsprozesse im Bereich der Raumwärmeversorgung (UBA-Projekt 101 05 006), Zürich

ISI 1988: Verluste von Erdgas bei der Produktion und Verteilung, Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung (ISI), Unterlage 11/123 der Enquete-Komission "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre", Karlsruhe

JAHRBUCH 1988: Jahrbuch für Bergbau und Energie 1988/89, Essen

JENSCH 1988: Vergleich von Energieversorgungssystemen unterschiedlicher Zentralisierung, IfE-Schriftenreihe Heft 22, München

JUNG 1985: Anmerkungen zu den Emissionsvergleichen des Umweltbundesamtes zu den verschiedenen Heizungssystemen, VDEW-Abt.K, Frankfurt

JUNG 1986: Da nicht sein kann, was nicht sein darf - Erwiderungen zur Kritik an "Freispruch für Strom", in: ENERGIE vol. 38 (1986) Nr. 1/2, S. 72-80

KANTELBERG 1988: pers.Mitt. von Herrn Kantelberg, Verein Deutscher Kohlenimporteure (Hamburg), vom 18.7.1988

KFA 1977: Die Entwicklungsmöglichkeiten der Energiewirtschaft in der BRD, Berichte der KFA Jülich, ASA-Nr.1 Bd.II, Jülich

KLITZ 1980: North Sea Oil- Resource Requirements for Development of the U.K. Sector, IIASA-Report, Oxfort

KTBL 1983: Hackschnitzel aus Schwachholz, KTBL-Schrift 290, Darmstadt

KTBL 1985: Energieverbundsysteme und Energiegemeinschaftsvorhaben in der Landwirtschaft, KTBL-Arbeitspapier 91, Darmstadt

KUCHELKA 1986: Urananreicherung, in: Braunkohle vol.38 (1986) 1/2, S. 10-17

KUNTZ 1979: Unterwassermotor-Pumpen zum Einsatz in der Offshore- und Onshoretechnik, in: Erdöl&Kohle-Erdgas-Petrochemie vol.32 (1979) 7, S. 316-322

KURTZ/SPANGENBERG 1987: Die Trocknung von Weichbraunkohle in dampfbeheizten Röhrentrocknern, in: Braunkohle vol.39 (1987) Heft 1/2, S. 2-13

LLOYD 1985: Emissionskataster der Freien und Hansestadt Hamburg - Emissionen durch den Schiffsverkehr 1982, Germanischer Lloyd, Hamburg

MAIER 1986: Umweltvergleich von elektrischen mit anderen Heizsystemen Teil II: Bewertung ausgewählter Systeme zur Hausheizung unter dem Aspekt der Schadstoffabgabe, FICHTNER-Studie im Auftrag der FTA, Stuttgart

MWV 1988a: Mineralölzahlen 1987, Mineralölwirtschaftverband, Hamburg

MWV 1988b: persönl. Mitt. des Mineralölwirtschaftverbands vom August 1988

NELLEMANN 1989: Basisdaten zur geplanten Biogas-Zentralanlage in Groß-Umstadt, Lars Müller, NELLEMANN Consultants, Viby/Dänemark

NERO 1984: Environmental Costs and Benefits Case Study: Nuclear Power Plant, Nero & Ass., prepared for Bonneville Power Administration, Portland OR

OECD 1986: Environmental effects of automotive transport, Organization for Economic Co-Operation and Development, Paris

OECD 1988: Environmental Impacts of Renewable Energy Sources, Organization for Economic Co-Operation and Development, Paris

ÖKO-INSTITUT 1988: Energiekonzept Darmstadt-Dieburg - Teil Biogas, im Auftrag des Landkreises Darmstadt-Dieburg, Darmstadt

ÖKO-INSTITUT 1989a: Weitere Untersuchungen zur geplanten Biogas-Zentralanlage in Groß-Umstadt, i.A. Landkreis Darmstadt-Dieburg, Darmstadt

ÖKO-INSTITUT 1989b: Zusammenstellung klimarelevanter Emissionsdaten für Energiesysteme in der BRD, i.A. der Enquete-Kommission "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre" des Deutschen Bundestags, Darmstadt

ÖKO-INSTITUT 1989c: Stellungnahme zu ausgewählten Fragen im Genehmigungsverfahren für Staudinger Block V, i.A. der Stadt Hanau, Darmstadt

ORNL 1980: A methodology and a preliminary data base for examining the health risks of electricity generation from uranium and coal fuels, Oak Ridge National Lab, ORNL/sub-7615/1, Oak Ridge

OSZUSZKY 1976: Nuklearer Brennstoffzyklus und Umwelt, in: Atom+Strom vol. 22 (1976) Heft 2, S. 34-43

PAUSS/NAVEAU/NYNS 1987: Biogas Production, in: HALL/OVEREND 1987, S. 273-291

PECKHAM/KLITZ 1978: Energy requirements for north sea oil by secondary and teriary production methods, CEC-Report EUR-6062-EN, Ispra/Varese

PERETTI 1982: The combined use of continuously and discontinuously operating opencast mine equipment, in: Braunkohle vol.34 (1982) Heft 4, S. 93-99

PROGNOS 1984: Die Entwicklung des Energieverbrauchs in der BRD und seine Deckung bis zum Jahr 2000, i.A. des Bundesministers für Wirtschaft, Basel

PROGNOS 1987a: Umweltwirkungen des Eisenbahnverkehrs unter besonderer Berücksichtigung des Hochgeschwindigkeitsverkehrs, i.A. des Verkehrsforums Bahn e.V., Basel

PROGNOS 1987b: Rationelle Energieverwendung und -erzeugung ohne Kernenergienutzung, i.A. des Ministeriums für Wirtschaft NRW, Basel

RADIAN 1976: Atmospheric pollution potential from fossil resource extraction, on-site processing, and transportation, EPA-600/2-76-064

RISCHMÜLLER 1986: Kurzer Überblick über den Stand bewährter und die Entwicklung neuer Verfahren in der Erdölfördertechnik, in: Erdöl-Erdgas-Kohle vol.102 (1986) Heft 1, S. 19-22

SCHAEFER 1985: Nutzungsgradketten bei der Raumwärme, in: El.Wirtschaft vol.(1984), S. 539 ff

SCHAEFER/HARTMANN/JENSCH 1986: Dezentrale Energieversorgung, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen Heft 8/1986

SCHMIDT 1982: Steinkohletagebau Peak Downs/Australien, in: Braunkohle vol.34 (1982) Heft 7, S. 229-236

SCHNELL/DEHLI 1986: Strom aus Kernenergie für den Wärmemarkt, in: Brennstoff-Wärme-Kraft vol. 38 (1986) Heft 6

SCHULZ 1988: pers.Mitt. von Herrn Schulz (VDEW) am 26.7.1988 in Frankfurt

SMITH 1987: Environmental Factors and Biomass Energy Development, in: HALL/OVEREND 1987, S. 449-465

STARKE 1987: Geringere Betriebsfläche durch wenige große Tagebaue, in: Braunkohle vol.39 (1987) Heft 12, S. 414-422

STEINMANN 1984: Entwicklung des Rohrleitungstransports, des Europäischen Erdgasverbundsystems und der Untertagespeicherung, K.Steinmann, in: Erdöl und Kohle-Erdgas-Petrochemie vol.37 (1984) Heft 10, S. 429-432

STEINMANN 1985: Die Westeuropäische Erdgasversorgung und das Pipelinesystem, in: Erdöl-Erdgas vol.101 (1985) Heft 6, S. 182-187

STREHLER 1984: Die Trocknung von Holzhackschnitzeln, Landtechnik Weihenstephan, Freising (Vortragsmanuskript)

TUM 1987: Wirtschaftlichkeit verschiedener Verfahren der Herstellung von Preßlingen aus Stroh, Rinde, Restholz, Sägewerksabfällen, Papier etc., sowie Rohstoffgemischen zur Verfeuerung in kleineren Heizanlagen, TU München, Endbericht 03E-8422-A, München/Weihenstephan

UBA 1986: Schiedsspruch vertagt ?, Glatzel/Beck/Schmölling, in: ENERGIE vol.38(1986) no.3, S.36 ff

UBA 1988: Methanemissionen aus dem Steinkohlebergbau, Vermerk II1.3-70518/3 des Umweltbundesamts, Berlin

UBA 1989: Luftreinhaltung '88, Umweltbundesamt, Berlin

VDEW 1989a: pers.Mitt. der Herren Schulz und Turowski bei einem Gespräch über GEMIS am 8.März 1989, Vereinigung Deutscher Elektrizitätwerke, Frankfurt

VDEW 1989b: interner Vermerk (Herr Winkler) vom 10.August 1989, betreffend Kenndaten der Uran-Prozeßkette (Förderung und Anreicherung), Vereinigung Deutscher Elektrizitätwerke, Frankfurt

VIA 1986: Spezifischer Energieeinsatz im Verkehr, Verkehrswissenschaftliches Institut der Technischen Hochschule Aachen (VIA), i.A. des BMV, Aachen

VIK 1988: Statistik der Energiewirtschaft 1987/88, Vereinigung Industrielle Kraftwirtschaft, Essen

WEC 1988: Environmental Effects Arising from Electricity Supply and Utilisation and the Resulting Costs to the Utility, World Energy Conference Report, London

WILLIAMS 1989: Biomas Gasifier/Gas Turbine Power and the Greenhouse Warming, R.H.Williams, Center for Energy and Environmental Studies (Princeton University), paper presented at the OECD/IEA Expert Seminar on Energy Technologies for Reducing Emissions of Greenhouse Gases, 12-14.4.89, Paris

2.4 Materialbezogene Emissionen

Neben den direkten Emissionen von Energiesystemen (vgl. Kapitel 2.1) und den Schadstoffabgaben durch die der Energienutzung vorgelagerten Prozesse (vgl. Kapitel 2.3) interessieren im GEMIS-Projekt auch die Umweltaspekte, die mit der Herstellung der Energiewandler verbunden sind.

Das Ziel dieser Einbeziehung ist, neben direkten und vorgelagerten Emissionen auch den sogenannten "Materialpfad" <GASSERT 1988> zu berücksichtigen. Dies gilt insbesondere für die regenerativen Energiesysteme, die keine direkten und nur sehr geringe vorgelagerte Emissionen aufweisen, sodaß ihre emissionsseitige Umweltwirkung überwiegend durch den Materialbedarf zur Herstellung bestimmt wird.

Die Umweltaspekte der Herstellung von Energiewandlern können als materialbezogene Emissionswerte auf die während der Lebensdauer bereitgestellte Energie umgelegt werden (vgl. unten) und sind dann direkt mit den anderen Emissionen vergleichbar. Hierbei wird unterstellt, daß die Emissionen bei der Herstellung "entfallen", wenn ein Energiesystem nicht installiert wird. Diese Annahme steht in Übereinstimmung mit dem Konzept, nur jeweils neue Energiesysteme miteinander zu vergleichen, also "ggf. zu bauende" Anlagen.

Da dennoch ein Unterschied zwischen den direkten, brennstoffnutzungsabhängigen Emissionen und den materialbezogenen Schadstoffabgaben besteht, werden sie getrennt im GEMIS-Modell ausgewiesen, wie es auch für die vorgelagerten Emissionen der Brennstoffbereitstellung geschieht.

Die materialbezogenen Emissionen werden durch vier Parameter bestimmt:

- der mit der Herstellung eines Materials verbundene Energieaufwand und die zugehörige Schadstoffmengen
- die Material-Zusammensetzung der Energiewandler (Materialvektor)
- die jährliche Energieproduktion der Energiewandler (Funktion von Leistung und Auslastung)
- die Lebensdauer der Energiewandler

Energieaufwand der Materialherstellung

Die wissenschaftliche Diskussion um den Energieaufwand bei der Herstellung von Energiewandlern begann bereits Mitte der '70er Jahre in den USA mit der Debatte darüber, ob die energetischen Gesamtaufwendungen für den Bau, Betrieb und Abriß von Atomkraftwerken sich amortisieren, also kleiner sind als die vom AKW während seiner Lebensdauer bereitgestellte Energiemenge <CHAPMAN 1974>[1].

Bei der Diskussion der Amortisationsfrage und damit verwandten Analysen stellen sich methodische Probleme, da nicht einfach die ökonomische Definition von Kosten und Ertrag übernommen werden können, wenngleich das Vorgehen hierzu analog ist. Als erstes ist die Definition der Bezugsgrößen zu nennen.

---

1 vgl. hierzu kritisch: (KOLB ET AL 1975, ROTTY ET AL 1975).

Unter dem energetischen Aufwand (im Sinne von Investitionskosten) sind alle mit der (Roh)Materialherstellung, -verarbeitung und der Konstruktion der Anlage (d.h. des jeweilig interessierenden Energiewandlers) verbundenen "Energieinvestitionen" zu verstehen. Dabei ist auch der energetische Aufwand für notwendige Transporte, Bauplatzvorbereitung etc. zu berücksichtigen.

Ergänzend treten die Aufwendungen für Abriß und Entsorgung der Anlagen(teile) hinzu, da dies als zum "Lebenszyklus" zugehörig angesehen werden muß. Hierbei ist zu beachten, daß bei vielen Energiesystemen wesentliche Teile der Komponenten rezykliert werden können, also als Sekundärrohstoff wieder für andere Komponentenherstellungen zur Verfügung stehen, womit sich der dem Energiesystem zurechenbare materialbezogene Energieaufwand verringern kann.

Die während der Betriebszeit der Anlage über Hilfsstoffe (z.B. Kalk für eine Entschwefelung, Schmiermittel) zugeführte Energie ist ebenfalls dem Materialaufwand zuzurechnen, wird in der Regel aber vernachlässigt <HARTMANN 1986>.

In der Literatur werden z.T. auch die Hilfsenergien zur Bereitstellung von Brennstoffen (z.B. Uran-Anreicherung) sowie die von der Anlage selbst geforderten Hilfsenergieinputs (Beleuchtung, Kommunikation, Antriebe etc.) in den Gesamtenergieaufwand eingerechnet <DFVLR 1988>.

Im Rahmen der GEMIS-Systematik fassen wir diese Inputs jedoch einerseits über die vorgelagerte Prozeßkette (z.B. beim Uran die 235U-Anreicherung), andererseits über die Definition von Netto-Nutzungsgraden und wärme- sowie stromseitige Hilfsenergien, die dem Brennstoffdurchsatz und damit den direkt verursachten Emissionen zugerechnet werden. Der so definierten Gesamt-Aufwand kann dann

- entweder auf die Jahres-Nettoenergiebereitstellung der Anlage bezogen (energetische Amortisationsszeit) oder
- als Kehrwert mit der während der gesamten Anlagenlebensdauer bereitgestellten Netto-Energiemenge multipliziert (Erntefaktor) werden.

Die erste der o.g. Verknüpfungen liefert dann die Zeit, in der die Anlage betrieben werden muß, bis sie die für ihre Herstellung (und den Abriß) investierte Energiemenge selbst erzeugt hat (vgl. Abbildung 8). Der Erntefaktor dagegen gibt das Vielfache dessen an, was die Anlage während ihrer Lebensdauer gegenüber dem Herstellungsaufwand bereitstellt. Beide Kenngröße sind gekoppelt über die Beziehung: Erntefaktor = Anlagenlebensdauer/Energetische Amortisationszeit.

Abbildung 8 Zur Definition der energetischen Amortisation (nach <WAGNER 1978>)

Diese Grund-Definitionen sind unmittelbar einsichtig und auch unstrittig.

Probleme treten dann auf, wenn ein Energiesystem andere Energieformen bereitstellt, als zu seinem Bau (und der Materialherstellung) eingesetzt werden. Als Beispiel hierfür mag der Solarkollektor gelten, der Niedertemperaturwärme zur Brauchwassererwärmung bereitstellt, zu dessen Bau aber stromintensiv hergestelltes Aluminium verwendet wird. Als Variationen dieser Problematik ergeben sich formal die folgenden Definitionsmöglichkeiten eines Erntefaktors:

(1) $qm = (Q_{el,out} + Q_{th,out})/(Q_{el,in} + Q_{th,in})$

(2) $qm = (Q_{el,out}/n_{el} + Q_{th,out})/(Q_{el,in}/n_{el} + Q_{th,in})$

Die Definition (1) setzt hinsichtlich der von der Anlage bereitgestellten Energiemenge (Q_{out}) und der bei der Materialbereitstellung aufgewendeten Energiemenge (Q_{in}) die jeweiligen Strom- und Wärmeanteile (Q_{el} bzw. Q_{th}) formal gleich, während die zweite Definition die unterschiedliche Wertigkeit der Energieformen Wärme und elektrische Energie berücksichtigt.

Unseres Erachtens ist die Definition (2) sinnvoller, da für die Bereitstellung von Strom über thermische Kraftwerke ein Brennstoffaufwand erforderlich ist, der bei mittleren elektrischen Nutzungsgraden und unter Einrechnung der Stromverteilung ($n_{el,eff}$ = 0,35) beim rund 2,85-fachen des bereitgestellten Stroms liegt. Auch bei hydraulischen Kraftwerken wird in der Regel ein "Brennstoffäquivalent" des bereitgestellten Stroms definiert, sodaß auch die Bereitstellung von z.B. Aluminium in Ländern mit hohem Wasserkraftanteil sinnvoll erfaßt werden kann (NIEHAUS 1975, HARTMANN 1986).

Durch die Umrechnung von elektrischer Energie auf den erforderlichen Brennstoffbedarf können alle Energieströme als Wärme betrachtet werden, sodaß sich Wertigkeitsprobleme nicht ergeben <DFVLR 1988>.

In einem weiteren Schritt können die für die Brennstoffbereitstellung erforderlichen Energieaufwendungen (vgl. Kapitel 2.3) mit berücksichtigt werden, sodaß Primärenergieäquivalente für den materialbedingten Energieaufwand und die von der Anlage bereitgestellt Energie in die Bestimmung des Erntefaktors eingesetzt werden können <SCHAEFER 1988>.

Wie werden nun die erforderlichen Grund-Daten zum Materialbedarf bzw. der energetischen "Vorleistungen" erhoben ?

In der Folgezeit der erwähnten Debatte um die Erntefaktoren bei AKW sind im Rahmen von verschiedenen Untersuchungen die Grunddaten für den Energiebedarf der Materialherstellung in den USA analysiert worden, wobei sich dafür zwei grundsätzlich verschiedene methodische Herangehensweisen herausbildeten <WAGNER/TUROWSKI 1977>:

- die Input-Output-Analyse (IOA) und
- die Prozeßkettenanalyse (PKA)

Bei der IOA werden aus statistischen Einzeltabellen über die Wertschöpfung in Wirtschaftsbranchen die Verflechtungen und Vorlieferungen untereinander durch die Bestimmung der sog. inversen Leontief-Matrix <NIEHAUS 1975> ermittelt. Diese quadratische Matrix wird dann mit einer Matrix über den statistischen Energieverbrauch aller Branchen gekoppelt, womit sich geldwertbezogene Energiekenngrößen (in [MJ/DM]) ergeben. Sind die Kosten eines Energiesystems (bzw. seiner Komponenten) bekannt, wird für diese der dem jeweiligen Wirtschaftssektor entsprechende Umrechnungsfaktor aus der Input-Output-Tabelle entnommen und damit multipliziert.

Bei der Prozeßkettenanalyse werden dagegen die physikalisch-chemischen Grundprozesse bei der Herstellung und Verarbeitung von (Roh)Materialien analysiert und den Endprodukten der dafür notwendige Energiebedarf zugerechnet. Ergänzend werden Transportaufwände bestimmt und hinzugezählt. Diese analytisch-empirische Vorgehensweise ist in der Regel wesentlich aufwendiger, kann aber die Schwächen der IOA hinsichtlich Wirklichkeitsnähe und Detaillierungsgrad umgehen <HARTMANN 1986>.

Ein Vergleich von IOA und PKA hat anhand verschiedener Beispiele für die USA gezeigt, daß die IOA eher für grobe Abschätzungen und - vor allem - für bekannte, traditionelle Produkte des Wirtschaftssystem geeignet ist, während die PKA für detaillierte Analysen, besonders für unkonventionelle Systeme Vorteile bietet (<BNL 1981a>, <BNL 1984>).

Hierbei ist anzumerken, daß die statistische Datenaufbereitung über die Wirtschaftsbranchen und -zweige in den USA wesentlich trennschärfer ist als in der Bundesrepublik, sodaß bei der Übertragung der IOA-Methodik die reduzierte Aussagegüte zu beachten ist.

Ausgehend von mehreren Studien wurde am Brookhaven National Laboratory ein EDV-gestütztes Referenz-Material-System entwickelt, das Daten zum Materialaufwand, die damit verbundenen Energieaufwände für verschiedene Energiesysteme enthält <BNL 1981b> und gut mit neueren amerikanischen Daten aus Prozeßkettenanalysen <DOE 1985> übereinstimmt.

Die jüngste uns bekannte Arbeit zum energetischen Aufwand bei der Materialherstellung ist eine Studie der Weltenergiekonferenz, bei der ausgewählte Grundstoffindustrien in einem internationalen Fallstudienvergleich vergleichend untersucht wurden <WEC 1986>. Diese Daten belegen, daß international der Energieaufwand für die Herstellung von Materialien nicht stark streut, sondern innerhalb enger Grenzen liegt. Somit kann die Problematik von importierten Materialien weitgehend vernachlässigt werden.

Ausgehend von der amerikanischen Diskussion über die energetischen Erntefaktoren bei Atomkraftwerken griffen auch deutsche Arbeiten dieses Thema in den '70er Jahren auf <KOLB ET AL 1975>. Neben der Analyse des Materialaufwands für AKW wurde die Datenlage vertieft und die Analyse verallgemeinert (WAGNER/TUROWSKI 1977+1979, WAGNER 1978). Die Fragestellung wird bis heute bearbeitet (JENSCH 1988, HARTMANN 1986, WAGNER 1986).

Darüber hinaus haben weitere Autoren insbesondere im Zusammenhang mit der Analyse von Energiebilanzen bei Wärmedämmaterialen Werte eruiert <MARMÉ/SEEBERGER 1982>. Weitere Arbeiten wurden von Mitarbeitern der TU München (HARTMANN 1986, JENSCH 1988) durchgeführt, wobei für die energetischen Materialvorleistungen der Begriff des kumulierten Energieverbrauchs geprägt wurde. Als weitere Quelle kommen Untersuchungen der DFVLR in Frage, die im Zuge von Arbeiten zur Wasserstoff-Technologie entstanden (DFVLR 1988, WINTER/NITSCH 1986). Beide greifen auf die o.g. KFA-Daten sowie internationale Studien zurück und modifizieren die Daten z.T. durch eigene Recherchen.

Vor dem Hintergrund dieser Studien wurden im Zuge der GEMIS-Arbeiten eigene Daten ermittelt, die den Stand der Dinge zu Beginn der '90er Jahre beschreiben sollen. Dieser Bezugszeitpunkt wurde gewählt, da die bei Energieplanungen in Frage kommenden neuen Energiesysteme für diesem (Modell)Bezugszeitpunkt zu betrachten sind.

Das Vorgehen bei der Datenermittlung lag darin, ausgehend von den KFA- und WEC-Daten die zu erwartenden Energieeinsparungsmaßnahmen zu berücksichtigen, die sich seit den '70er Jahren in der Industrie durchgesetzt haben bzw. bis in die frühen '90er Jahre noch eingeführt werden. Als Quellen für diese Abschätzung dienten eine BMWI-Studie zur rationellen Energienutzung in der Industrie <FICHTNER/ISI 1986> sowie ergänzendes Material <FRITSCHE 1987>.

Entgegen den Arbeiten der DFVLR wurde nicht berücksichtigt, daß gerade für das energieintensive Aluminium durch Recycling eine deutliche Reduktion des Energieaufwands erfolgen kann, da Sekundär-Aluminium wegen Verschmutzungen nicht für "vollwertige" Substitution von Primäraluminium eingesetzt werden kann <HARTMANN 1986>. Die folgende Tabelle zeigt nochmals die wichtigsten Studien-Daten im Vergleich zum in GEMIS implementierten Datensatz.

Tabelle 167 Übersicht zum materialbezogenen Energieaufwand

Material	KFA	MARMÉ	DFVLR	BNL	WEC	GEMIS
Aluminium	261	261	115	242	241	250
Kupfer	97	-	90	99	-	95
Stahl	32	32	32	10	26	30
Zement	5	5	1	1	4	4
Glas	22	22	11	16	42	20
Kunststoffe	68	66	56	-	-	65

(Angaben in [MJ/kg], Werte gerundet)

Die GEMIS-Daten liegen wegen der berücksichtigten verbesserten Herstellungstechniken unter denen der KFA Jülich, aber mit Ausnahme von Stahl deutlich über den Werten der DFVLR, die bei ihren Analysen eher optimistische Randbedingungen unterstellte (Recycling).

Die in GEMIS aufgenommenen Daten für Kunststoff repräsentieren den Aufwand für die Herstellung und Verarbeitung von Polystyrol, um eine obere Grenze für der verschiedenen Plastik-Werkstoffe zu geben. Dieses konservative Vorgehen wurde gewählt, da keine verlässlichen Daten über die Aufteilung der Kunststoffe beim Materialaufwand von Energiewandlern vorliegen.

2.4.1 Emissionsfaktoren der Materialherstellung

Für die in GEMIS interessierende Frage der Umweltauswirkungen von Energiesystemen ist die Nettoenergiebilanz nur ein indirekter Indikator, da

- einerseits die zur Herstellung von Materialien erforderliche Energiebereitstellung auf unterschiedlichem Wege erfolgen kann (z.B. Kohle- oder Wasserkraftwerke für Strom, Gas- oder Schwerölfeuerung für Wärme)
- andererseits bei der Materialherstellung auch Emissionen unabhängig von der Energie auftreten können

Somit ist zu fragen, mit welchen Emissionen die Materialherstellung verbunden ist.

Die bei der Nettoenergieanalyse bestehende Möglichkeit, grobe Daten zum Energieaufwand über eine Input-Output-Matrix zu erhalten, besteht bei der Frage nach den Emissionen nicht, da hierzu in der Regel keine aufbereiteten statistischen Daten vorliegen. Daher ist generell eine Prozeßkettenanalyse erforderlich.

Die PKA darf dabei nicht allein auf die eingesetzten Energieträger abstellen, da herstellungsspezifische Emissionen hinzutreten oder auch Emissionen eingebunden werden können <LÖBLICH 1985>.

Die vorliegende Literatur geht nur in wenigen Fällen auf die Problematik der Emissionen bei der Materialherstellung ein. US-amerikanischen Daten beziehen sich meist auf Emissionsfaktoren der amerikanischen Umweltbehörde <EPA 1979>, die sich aus einer Mischung von Meßwerten, Grenzwerten und Schätzungen ergeben. Die amerikanischen Untersuchungen können u.E. für eine Diskussion deutscher Verhältnisse und Daten nicht herangezogen werden.

In der Bundesrepublik sind uns zwei Studien bekannt, die Schadstoffemissionen bei der Materialherstellung untersuchen.

Eine Arbeit der KFA Jülich versuchte, materialbezogene Emissionsfaktoren zu ermitteln <KFA 1983>. Sowohl in der Studie selbst wie auch in einem Artikel <HUBER 1982> werden jedoch keine Hinweise darauf gegeben, wie die Werte aus den angegebenen Quellen abgeleitet wurden. Die Quellen nennen - mit Ausnahme von Staub - keine herstellungsbedingten Emissionsdaten, sondern nur Emissionsfaktoren für Kraftwerke und Feuerungen, die mittlerweile veraltet sind[2].

Neben der KFA-Studie wurde im Auftrag des Umweltbundesamtes versucht, ein sogenanntes Emissionsursachenkataster (EMUKAT) für Schwefeldioxid und Stickoxide zu erstellen, in dem auch die industrielle Produktion branchenbezogen erfaßt wird <LÖBLICH 1985>. Diese Untersuchung stellte wesentlich auf Angaben der Industrie ab, die aus Emissionserklärungen bzw. - soweit nicht von Betreiberseite verfügbar - aus der Literatur bestimmt wurden. Die Arbeit unterscheidet explizit zwischen den aufgrund des Energieeinsatzes freiwerdenden und den produktbezogenen Schadstoffen, die durch die Materialherstellung emittiert werden.

Bei den energiebedingten Emissionen gibt die Studie an, bei welchen Prozessen weniger Emissionen auftreten als aufgrund des Energieträgereinsatzes erwartbar:

- Roheisenherstellung (über 90 % S-Einbindung in Schlacke)
- Zementherstellung (über 90 % S-Einbindung in Klinker)

Andererseits kommen prozeßbedingt bei den folgenden Vorgängen SO2-Emissionen zu den energiebedingten hinzu:

- Aluminium-Elektrolyse und Rohstahl-Direktreduktion (Elektrodenabbrand)
- NE-Metallproduktion, Sinterherstellung, Ziegelproduktion (Schwefelfreisetzung aus Einsatzmaterial)

Für Stickoxide betrachtet die Studie energie- und prozeßbedingte Emissionen zusammen, da hierfür keine der Schwefeleinbindung rsp. -freisetzung entsprechenden Vorgänge abgegrenzt werden können. Die folgende Tabelle zeigt die Werte:

Tabelle 168 Materialbezogene Emissionsdaten <LÖBLICH 1985>

---

[2] Eine noch unveröffentliche Arbeit der KFAgibt allerdings neuere Daten, die ggf. für eine Fortschreibung der GEMIS-Daten verwendet werden könnten, vgl. Kapitel G.

	SO_2	NO_x	Anmerkung
Alu	10	-	ohne Energie
Stahl	0,2	5	ohne Energie
Zement	0,1	2,1	gesamt
Glas	-	15	ohne Energie

(Angaben in [kg/t], Werte gerundet)

Die energiebezogenen Emissionsfaktoren in der LÖBLICH-Studie beruhen auf den Daten des Jahres 1980 und können u.E. nicht für die Produktionsverhältnisse zu Beginn der 90er Jahre verwendet werden. Dennoch liefert diese Untersuchung wichtige Hinweise auf prozeßbedingte Schadstoffemissionen.

Da keine der vorliegenden Studien nachvollziehbare und für die '90er Jahre verwendbare Emissionsdaten der Materialherstellung ergab, wurden im Rahmen der GEMIS-Arbeiten eigene Werte ermittelt. Ausgangspunkt dieser Analyse bildete die von <LÖBLICH 1985> getroffene technologiespezifische Unterteilung in energie- und prozeßspezifische Emissionen.

Als erster Anhaltspunkt wurde die Emissionsmenge errechnet, die sich bei der Bereitstellung der für die Materialherstellung erforderlichen Energie (vgl. oben) ergibt. Als Voraussetzung wurde hierbei eine Kohle-Großfeuerung unterstellt, die nach dem Emissionsdatensatz STANDARD betrieben wird (vgl. Kapitel B-1). Diese in der Tabelle B-4/3 aufgeführten Werte können auch als Näherung für ein industrielles "Brennstoff-Mix" aus emissionsärmeren Erdgas- und Heizöl-Feuerungen sowie Steinkohle in emissionsintensiveren kleineren und mittleren Prozeßfeuerungen verstanden werden.

Tabelle 169 Materialbezogene Emissionsdaten (1.Näherung)

	SO_2	NO_x	Staub	CO_2	Energie
	[kg/t]				[GJ/t]
Alu	17,5	17,5	2,3	23.000	250
Kupfer	6,7	6,7	0,9	8.800	95
Stahl	2,1	2,1	0,3	2.800	30
Zement	0,3	0,3	0,0	400	4
Glas	1,4	1,4	0,2	1.900	20
Kunststoff	4,6	4,6	0,6	6.000	65

Ausgehend von dieser Betrachtung wurden Daten des Umweltbundesamtes zur Wirkung der TA Luft auf die Emissionen industrieller Prozesse ausgewertet <DAVIDS/LANGE 1986>. Die folgende Tabelle zeigt die aus den dort genannten Basisdaten errechneten Emissionsfaktoren.

Tabelle 170 Materialbezogene Emissionen nach UBA-Daten

	SO_2	NO_x	Staub
Alu	6,9	-	3,4

Kupfer	4	2,5	0,1
Stahl	0,2	0,2	0,1
Zement	5	18	1
Glas	10	15	1,8
Kunststoff	-	-	-

(Angaben in [kg/t], berechnet nach <DAVIDS/LANGE 1986>)

Ausgehend von diesen beiden Teilbetrachtungen wurden nun die für Beginn der '90er Jahre zu erwartenden Emissionsfaktoren abgeschätzt, wobei

- für Aluminium und E-Stahl der Elektrodenabbrand
- für Zement die SO_2-Einbindung im Klinker, NOx-Minderungstechniken sowie die CO_2-Emissionen beim Kalzinieren
- für Glas die Gegenläufigkein von NO_x-Minderung und Spezialglasanteil
- generell verbesserte Entstaubungstechnik (Gewebefilter)

einbezogen wurden. Die sich aus dieser Betrachtung ergebenden Werte für das GEMIS-Programm zeigt folgende Tabelle.

Tabelle 171 Materialbezogene Emissionsdaten für GEMIS

	SO_2	NO_x	Staub	CO_2
Alu	25	20	5	25.000
Kupfer	4	5	1	8.800
Stahl	3	5	0,5	3.000
Zement	5	10	1	900
Glas	2	15	1	1.900
Kunststoff	5	5	1	6.000

(Angaben in [kg/t], nach eigenen Berechnungen)

2.4.2 Materialvektoren für Energiesysteme

Die Definition von Materialvektoren als Beschreibung der Zusammensetzung von Energiesystemen hinsichtlich energetisch/emissionsseitig interessanter Materialien erfordert eine Abstraktion von konkreten Einzelanlagen, da die Vielfalt der möglichen Anlagen-Varianten und Herstellungsverfahren eine konsistente Behandlung realer Anlagen im Rahmen des GEMIS-Projekts nicht erlaubt.

Diese Abstraktion soll durch die Definition von Modell-Anlagen (Prototypen) geleistet werden, die von den GEMIS-Nutzern im Einzelfall an die konkreten Bedingungen angepaßt werden können.

Die Modell-Anlagen sollen einerseits möglichst repräsentativ für den jeweiligen Anlagentyp sein, andererseits ist aber auch ein entsprechender "Datenhintergrund" zur Beschreibung des Systems erforderlich, um eine vollständig synthetische Definition der Modellanlagen und damit ggf. Realitätsferne zu umgehen.

Als Basis für die GEMIS-Daten wurde eine Literaturanalyse durchgeführt, bei der sowohl systematische Studien als auch Einzelarbeiten aus dem In- und Ausland einbezogen waren.

Ziel der Analyse war, möglichst weitgehende Datenbestände für Energiesysteme zu erschließen, die entweder direkt auf die im GEMIS-Projekt interessierende Situation (Beginn '90er Jahre) zu beziehen sind oder sich entsprechend anpassen lassen.

Weiterhin war darauf zu achten, daß sowohl Daten zur Materialzusammensetzung wie auch Angaben zur Systemgröße, Auslastung und Lebensdauer direkt oder indirekt verfügbar sind.

Am interessantesten erschienen uns Arbeiten, die Daten über möglichst viele Energiesysteme bzw. Anlagen nach einem gleichartigen Verfahren zusammentragen und komparativ angelegt sind, da dann von einer gewissen studieninternen Abstimmung von Basisannahmen und Aussagegüte ausgegangen werden kann.

Eine der systematischsten Arbeiten stellt das vom amerikanischen Energieministerium veröffentlichte Energy Technology Characterization Handbook (ETC) dar <DOE 1980-1988>.

In den dieser Arbeit zugrundeliegenden Einzelstudien wurden die verschiedensten Technologien erfaßt und in der Regel auch der Materialaufwand genannt, wobei auch Anlagen der vorgelagerten Prozeßstufen (Bergbau usw.) einbezogen wurden. Die Materialdaten für die Gasgewinnung und Aufbereitung sowie die der Urankette stimmen gut mit Angaben der EPA-Studie <EPA 1979> sowie einer Arbeit von Oak Ridge überein <ORNL 1980>.

Neben den amerikanischen Untersuchungen sind mehrere systematische Arbeiten aus der Bundesrepublik verfügbar, in denen Materialvektoren diskutiert werden.

Im Zuge eines Forschungsprojekts für das Umweltbundesamt wurde von INFRAS ein sog. Prozeßdatenspiegel für 42 verschiedene Energiesysteme definiert, der teilweise auch Angaben über die Materialvektoren der Anlagen enthält <INFRAS 1981>. Die Daten von INFRAS stützen sich im wesentlichen auf Angaben der KFA Jülich <WAGNER 1979> und eigene Abschätzungen.

Eine weitere deutsche Untersuchung wurde von der Arbeitsgemeinschaft DIW/ISI im Zuge einer Studie über Potentiale regenerativer Energiequellen in der BRD durchgeführt <DIW/ISI 1984>. Hierbei wurden Materialvektoren für konventionelle Heizsysteme, Solarkollektoren und Wärmepumpen definiert. Insgesamt stellt die DIW/ISI-Studie u.E. eine gute Basis für die Definition von Materialvektoren auf der Endenergienutzungsseite dar.

Als weitere systematische Untersuchung in der BRD können Arbeiten der DFVLR zum Problemkreis Solarwasserstoff gelten <WINTER/NITSCH 1986>. Hierbei sind vor allem die Daten für Solar- und Windkraftwerke interessant, die für eine Kapazität von 200 MWel ausgelegt wurden und als Stromlieferanten für Elektrolyse-Anlagen einer Wasserstoffwirtschaft dienen sollen. Die DFVLR wertete hierzu internationale Literaturquellen aus und versuchte, moderne Anlagenkonzepte und Fertigungsverfahren zu berücksichtigen.

Bei der Anlagen-Auslegung ist anzumerken, daß die Systeme für besonders günstige Standorte konzipiert wurden, womit insbesondere hohe Auslastungen erzielbar sind. Insoweit stellen die o.g. Werte optimistische Randbedingungen dar. Die Daten müssen für bundesrepublikanische Verhältnisse im Einzelfall angepaßt werden.

Die aktuellste systematische Untersuchung zu Materialvorleistungen ist eine Studie der TU München <JENSCH 1988>. Diese Arbeit gibt, mit Ausnahme eines Steinkohle-Kraftwerks, allerdings nicht die Einzel-Zusammensetzung von Energiewandlern wieder, sondern aggregiert in die Kategorien Metall und Nichtmetall. Da diese Differenzierung für das GEMIS-Projekt zu grob ist, kann die Arbeit nicht direkt verwendet werden, aber als Basis für die Größenordnungen eigener Daten dienen.

Für die Gewinnung und den Transport von Primärenergieträgern gibt die Untersuchung ebenfalls Anhaltswerte.

Die Analyse von Studien zum Problemkreis Materialvorleistungen ergab, daß keine der Arbeiten für eine konsistente Abbildung aller Energieanlagen im GEMIS-Programm ausreicht. Um dennoch eine möglichst nachvollziehbare und konsistente Datenbasis für das Programm zu definieren, wurde eine Aufteilung der Materialdaten in fünf Bereiche vorgenommen, denen jeweils eine spezifische Datenquelle zugeordnet ist:

- vorgelagerte Prozeßketten (ohne Uran), ausgehend von INFRAS-, IIASA- und DOE-Daten, ergänzt um eigene Abschätzungen
- vorgelagerte Prozeßkette für Uran (ohne Atomkraftwerk), ausgehend von den DOE-Daten
- Kraftwerke und Stromnetz, ausgehend von den IFE-Daten
- endenergienutzende Anlagen (Heizsysteme inkl. Hausverteilung), ausgehend von der DIW/ISI-Studie
- regenerative Energiesysteme (Biomasse, Solar-, Wind- und Wasserkraftwerke), ausgehend von DFVLR- und DOE-Daten sowie eigenen Abschätzungen

Der Bereich der endenergienutzenden Heizsysteme stellt u.E. die härteste Datenbasis dar, gefolgt von den Daten für die fossilen Brennstoffe, die Urankette und die regenerativen Energiesysteme. Für die Kraftwerke und das Stromnetz konnten nur Schätzwerte angesetzt werden. Der Einfluß der Materialdaten auf die Emissionen ist hier aber gering, sodaß auch bei einer deutlichen Über- oder Unterschätzung keine nennenswerten Fehler auftreten.

Für die Materialdaten der vorgelagerten Ketten fossiler Brennstoffe wurden, sofern keine anderen Werte vorliegen, die INFRAS-Angaben für Stahl verwendet.

Eine Auflistung der GEMIS-Materialvektoren gibt Anhang 6.

2.4.3 Literatur zu Kapitel 2.4

AULICH/SCHULZE/STRAKE 1986: Energierücklaufzeit - Ein Kriterium für die Wirtschaftlichkeit der Photovoltaik, in: Sonnenenergie 6/86, S. 14-17

BNL 1980a: Photovoltaic energy technologies: Health and environmental effects document, Brookhaven Nat. Lab., BNL-51284, Upton

BNL 1980b: Potential environmental problems of photovoltaic energy technology, Brookhaven National Lab., BNL-51431, Upton

BNL 1981a: Comparison of input-output and process analyses, BNL-30751, Brookhaven National Laboratory, Upton

BNL 1981b: Reference material system for estimating health and environmental risks of selected materials cycles and energy systems, BNL-51563, Brookhaven National Laboratory, Upton

BNL 1981c: Examining public and occupational health risks of photovoltaic energy technologies, BNL-51467, Upton

BNL 1981d: Assessing occupational health and safety risks of renewable-energy technologies at the national level, BNL-30749, Upton

BNL 1983: Costs of controlling emissions from the manufacture of silicon photovoltaic cells using dendritic web technology, BNL-51804, Upton

BNL 1984: Overview of risk analysis and its assessment for energy production and use, BNL-35463, Brookhaven National Laboratory, Upton

BNL 1985: Potential health and safety hazards associated with the production of cadmium telluride, BNL-51832, Upton

BÖLKOW 1988: Kostendegression Photovoltaik Stufe 1 - Fertigung multikristalliner Solarzellen und ihr Einsatz im Kraftwerksbereich, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik, BMFT-Studie 0328830A, Zwischenbericht v.20.Mai 1988, o.O.

CHAPMAN 1974: The ins and outs of nuclear power, in: New Scientist vol.64 (1974) no. 928

CHAPMAN 1975: Energy Policy vol.3 (1975), p.285 zit.n. <HOHENWARTER/ HEINDLER 1988>

DAVIDS/LANGE 1986: Die TA Luft - technischer Kommentar, Berlin

DFVLR 1988: Unterlagen der Deutschen Forschungs- und Versuchsanstalt für Luft- und Raumfahrt, Dr. Nitsch, bezüglich Materialdaten, Stuttgart

DIW/ISI 1984: Abschätzung des Potentials erneuerbarer Energiequellen in der BRD, Berlin/Karlsruhe

DOE 1980: Technology Characterizations - Environmental Information Handbook, US Department of Energy, DOE/EV-0072, Washington D.C.

DOE 1983: Energy Technology Characterizations Handbook: Environmental Pollution and Control Factors (3rd edition), Aerospace Corp., DOE-EP-0093

DOE 1985: Energy analysis of 108 industrial processes, Drexel University Project Team, prepared for US-DOE, Contract E(11-1)2862, Washington D.C.

DOE 1988: Energy Technologies & the Environment - Environmental Information Handbook, Assistant Secretary for Environment, Safety, and Health, Office of Environmental Analysis, DOE/EH-077, Washington D.C.

EPA 1979: Energy from the West - Energy Resource Development Systems Report, EPA-600/7-79-060e, Washington D.C.

EPA 1982: Photovoltaic energy systems: environmental concerns and control needs, Brookhaven National Lab., EPA-600/7-82-066, Upton

EPA 1983: Compilation of Air Pollutant Emission Factors (3rd ed.), EPA-AP-42, Research Triangle Park

ERG 1980: Environmental aspects of renewable energy sources, Energy and Resources Group, University of California, ERG-80-1, Berkeley

ERG 1983: Health and safety impacts of renewable, geothermal, and fusion energy, Energy and Resources Group, University of California, ERG-83-4, Berkeley

FICHTNER/ISI 1986: Der Beitrag ausgewählter neuer Technologien zur rationellen Energieverwendung in der deutschen Industrie, FICHTNER Beratende Ingenieure/Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung (ISI), i.A. des Bundesministers für Wirtschaft, Stuttgart/Karlsruhe

FRITSCHE 1987: Potentiale zur Stromeinsparung und Kraft-Wärme-Kopplung in der BRD, Werkstattreihe des ÖKO-Instituts Nr.38, Freiburg

GASSERT 1988: Energie und Umwelt - herausragende Determinanten für die Industrie, in: Umweltschutz - neue Determinante für die Energiepolitik, M.Härter/M.Mattis (eds.), Köln, S. 19-40

GÖK 1984: Atomstrom - ein Energiedarlehen ?, J.W.Storm van Leeuwen, Gruppe Ökologie, Hannover

HARTMANN 1986: Simulation des kumulierten Energieverbrauchs industrieller Produkte, IfE-Schriftenreihe Heft 20, München

HELD ET AL 1977: Energy analysis of nuclear power plants and their fuel cycle, in: IAEA - International Conference on Nuclear Power and its Fuel Cycle, Wien 1977, Vol.1, S.709-721, zit.n. <HOHENWARTER/ HEINDLER 1988>

HOHENWARTER/HEINDLER/ZACH 1984: Energieanalyse von Sonnenkollektoren, in: Proc. 5th Int.Sol.Forum Berlin, Dt.Gesellschaft f. Solarenergie (ed.), S. 300-305

HOHENWARTER/HEINDLER 1988: Net power and energy output of the German LWR nuclear power system, in: Energy vol.13 (1988) no.3, S.287-300

HUBER 1982: Umweltgefährdung durch Heizungssysteme - Ein Vergleich ausgewählter Systeme, in: Wissenschaft und Umwelt 3/1982, S. 147-156

INFRAS 1981: Prozeßdatenspiegel für 42 Förderungs- Transport- und Umwandlungsprozesse im Bereich der Raumwärmeversorgung, UBA-Projekt 10105006, Zürich

JENSCH 1988: Vergleich von Energieversorgungssystemen unterschiedlicher Zentralisierung, IfE-Schriftenreihe Heft 22, München

JPL 1983: Environmental, health and safety assessment of photovoltaics, Jet Propulsion Lab., JPL-Publ-83-88, Pasadena

KFA 1983: Stand und Entwicklungstendenzen der Raumwärmeversorgung der Haushalte - Vergleich ausgewählter Heizungssysteme unter energetischen, ökonomischen und ökologischen Gesichtspunkten, Spezielle Berichte der KFA Jülich Nr. 234-Bd.3, Jülich

KFA 1987: Schreiben von Dr.Wagner (KFA Jülich/STE) an die GEMIS-Projektleitung vom 6.2.1987 betreffend Verfügbarkeit von Basisdaten

KOLB ET AL 1975: Der Energieaufwand für den Bau und Betrieb von Kernkraftwerken, Berichte der KFA Jülich Nr. 1230, Jülich

MARMÉ/SEEBERGER 1982: Der Primärenergieinhalt von Baustoffen, in: Bauphysik 4 (1982) Heft 5+6, S. 155-160 + 208-214

MEYERS/VANT-HULL 1978: The net energy analysis of the 100 MWe commercial solar tower, in: Proc. 1978 Ann. Meet. Am. Sect. Intern. Sol. Society, Denver, Vol.2.1 p. 786-792

MIT 1979: Social cost factors and the development of photovoltaic energy systems, Massachusetts Institute of Technology, MIT-EL-79-026, Lexington

NIEHAUS 1975: Nettoenergiebilanzen - Ein Hilfsmittel zur Analyse von Energienutzungsstrukturen, in: Brennstoff-Wärme-Kraft vol.27(1975) no.10, S.395-400

ROMBOUGH/KOEN 1974: The total energy investment in nuclear power plants, Energy Systems Laboratories Report ESL-31, University of Texas, Austin

ROTTY ET AL 1975: Net energy from nuclear power, Institute for Energy Analysis Report IEA-75-3, Oak Ridge Associated Universities

SCHAEFER 1988: Erntefaktoren von Kraftwerken - Definitionsmöglichkeiten, in: Energiewirtschafliche Tagesfragen vol.38 (1988), S.812

STARR/PALZ 1987: Photovoltaischer Strom für Europa - eine Bewertung, Köln

STRICKLER 1983: Der Energieaufwand für den Bau und den Abbruch des Kernkraftwerks Leibstadt, Diplomarbeit am Interkantonalen Technikum Rapperswil, Rapperswil (Schweiz)

TUROWSKI 1977: Entlastung der Rohstoff- und Primärenergiebilanz der Bundesrepublik Deutschland durch Recycling von Hausmüll, Bericht 1453, Jülich

UBA 1981: Luftreinhaltung '81, Materialien zum Dritten Immissionsschutzbericht, Umweltbundesamt, Berlin

VOIGT 1984: Material and energy requirements of solar hydrogen plants, in: Int.J.Hydrogen Energy vol.9 (1984) no.6, S.491-500

WAGNER 1978: Der Energieaufwand zum Bau und Betrieb ausgewählter Energieversorgungstechnologien, Bericht 1561, Jülich

WAGNER 1979: Anhaltszahlen für den Materialbedarf, Unterlage für die Enquete-Kommission Zukünftige Kernenergie-Politik, vom 16.11.1979

WAGNER 1986: Fernwärme -energetisch betrachtet, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen vol.36 (1986) H.11, S.882-888

WAGNER/TUROWSKI 1977: Die Nettoenergiebilanz zur Feststellung der Energieökonomie von Energietechnologien, in: Die Entwicklungsmöglichkeiten der Energiewirtschaft in der BRD, Spezielle Berichte Nr.1/Bd.II, Jülich

WAGNER/TUROWSKI 1979: Energetische Analyse von Sonnenenergieanlagen, Wärmepumpen und verbesserter Wärmedämmung in Einfamilienhäusern, BMFT-Forschungsbericht T-79-101, Bonn

WEC 1986: Energy consumption in industrial processes: aluminium, cement, glass, pulp, paper, steel, sugar. World Energy Conference Monograph 1986, London

WINTER/NITSCH 1986: Wasserstoff als Energieträger, Berlin

2.5 Der Algorithmus in GEMIS

Ohne zu sehr in die programmtechnischen Einzelheiten einzusteigen, sollen im folgenden die wesentlichen Zusammenhänge bei der Erstellung der Energie- und Emissionsbilanzen durch das GEMIS-Programm dargestellt werden.

Für die Nutzung des Programms wird ein eigenes Handbuch erstellt, dem weitere Einzelheiten und insbesondere Bedienungshinweise zu entnehmen sind.

2.5.1 Anlagentypen

GEMIS unterscheidet zwischen verschiedenen Anlagenarten. Neben Anlagenarten, die in der Realität ein Äquivalent haben, gibt es abstrakte Anlagen, die nur der Modellbildung zur Bestimmung der Energiebilanz dienen.

Folgende Anlagenarten (oder besser Prozeßtypen) sind definiert:

- Verbrennungsanlagen
- Umwandlungsanlagen
- Transportanlagen
- Förderungsanlagen
- Dispatcher
- Prozessketten
- Szenariodispatcher

Verbrennungsanlagen sind solche Systeme, bei denen ein Brennstoff unter Entstehung von Abgas verbrannt wird. Dazu gehören alle Kraftwerke, Verbrennungsmotoren und Heizanlagen mit Ausnahme der Elektroheizung, die als Umwandlungsanlage definiert ist. Zu den Umwandlungsanlagen gehören auch Raffinerien sowie andere Aufbereitungs- und Brennstoffkonditionierungsanlagen[1]. Die Transportanlagen bewegen die verschiedenen Energieträger von einer Anlage zur anderen. Die Energieträger können stofflicher (Gas, Heizöl EL) und nichtstofflicher (Strom, Fernwärme) Natur sein.

Förderanlagen dienen zur Gewinnung von Energieträgern. Sie haben, außer eventuellen Nachfragen an Hilfsenergien, keine vorgeschalteten Prozeßstufen und stellen damit den "Kopf" eine Prozeßkette dar.

Für jede Förderanlage wird ein zugehöriger Primärenergieträger definiert, um eine Primärenergiebilanz durchzuführen und um die mit den jeweiligen Primärenergieträgern verbundenen qualitativen Aspekte (vgl. Kapitel 4) ausweisen zu können.

Dispatcher verteilen eine Energienachfrage prozentual auf mehrere Anlagen[2]. Ein Dispatcher hat mehreren (maximal 12) Eingänge.

Szenariengesteuerte Dispatcher (kurz Szenariodispatcher) haben drei Eingänge und eine entsprechend der maximalen Szenarienzahl (20) Aufteilung der Energieströme auf die drei Eingänge.

---

1 z.B. Erdgasreinigung, Biogasanlagen, Strohcobherstellung

2 z.B. im Kraftwerkspark auf verschiedene Kraftwerke

Zusammengefaßte Prozeßketten (kurz Prozeßketten) speichern die auf eine Energieeinheit (z.B. TJ) bezogenen quantifizierten Umweltaspekte ab.

B-5.2 Energiebilanzierung

Die Berechnung der umgesetzen Energiemenge erfolgt rekursiv. Zu jeder Anlage werden die Vorleistungen[3] dadurch bilanziert, daß die bei jeder Anlage nachgefragte Energiemenge, dividiert durch deren Nutzungsgrad, wiederum bei der vorgelagerten Anlage nachgefragt wird. Desgleichen werden die notwendigen Hilfsenergiemengen bei diese Hilfsenergie bereitstellenden Anlagen nachgefragt.

In ähnlicher Weise werden Dispatcher behandelt, wobei die nachgefragte Energie prozentual als Nachfrage bei den entsprechenden Anlagen weitergemeldet wird.

Die als Koppelprodukt in KWK-Systemen erzeugte Energie wird mit negativem Vorzeichen bei der 'angeschlossen' Anlage nachgefragt[4].

Ein Beispiel soll den Rechengang verdeutlichen: Es sei

Q die bei einer Anlage nachgefragte Energiemenge

n der Wirkungsgrad der Anlage

h1 der Hilfsenergieanteil 1 bezogen auf die nachgefragte Energiemenge

h2 der Hilfsenergieanteil 2 bezogen auf die nachgefragte Energiemenge

k die Stromkennzahl der Anlage

Somit wird bei der vorgelagerten Anlage eine Energiemenge von Q/n nachgefragt. Bei den Hilfsenergieanbindungen werden die Energiemengen von Q*h1 bzw.Q*h2 nachgefragt, bei der Anbindung des Koppelproduktes wird eine Energiemenge von k*Q gutgeschrieben.

Die Energienachfrage ist rekursiv, wie ein Beispiel aus dem Bergbau zeigt: das Steinkohlekraftwerk braucht Kohle, die aus dem Bergwerk gefördert wird. Zur Förderung wird ein Teil des erzeugten Stroms als Hilfsenergie für das Bergwerk eingesetzt.

Die Rekursion wird abgebrochen, wenn entweder eine Förderanlage erreicht wird, oder die zusätzlich nachgefragte Energiemenge kleiner ist als die ohnehin umgesetzte Energiemenge.

2.5.2 Verbrennungsrechnung

Im GEMIS-Programm werden zur Bestimmung der Schadstoffabgaben von Energiesystemen sogenannte Emissionsfaktoren benötigt. Emissionsfaktoren beziehen sich auf die je Einheit Brennstoffwärme (Heizwert) emittierte Schadstoffmenge.

---

3 Dies ist die bereitzustellende Energiemenge der vorgelagerten Prozeßstufe.

4 vgl. zur Gutschriftendiskussion näher Exkurs 1 in Kapitel B-1

In den gesetzlichen Regelwerken für die Luftreinhaltung (GFAVO, TA Luft, 1. BImSchV) werden dagegen Schadstoffbegrenzungen durchweg als Abgaskonzentrationswerte festgelegt.

Zur Berechnung von Emissionsfaktoren aus Angaben zur Abgaskonzentration ist es bei gegebenem Brennstoff erforderlich, das je Einheit Brennstoffwärme entstehende Abgasvolumen zu bestimmen.

Hierzu dient die Verbrennungsrechnung, bei der aus einer Elementaranalyse das theoretische Verbrennungsluft- und Abgasvolumina abgeleitet werden, sowie die Berechnung des Heizwertes aus den Stoffkomponenten.

Der Umrechnungsfaktor Vsp zwischen Abgaskonzentration CAbg und brennstoffbezogenem Emissionsfaktor EFBr ergibt sich dann durch das Abgasvolumen VAbgas,tr dividiert durch den unteren Heizwert Hu:

$$EF_{Br} = C_{Abg} * V_{sp}$$

wobei

$$V_{sp} = V_{Abgas,tr} / H_u$$

Als Einheit von EF_{Br} ergibt sich kg/TJ (=mg/MJ), wenn C_{Abg} in mg/m^3 und V_{sp} in m^3/MJ, $V_{Abgas,tr}$ in m^3/kg bzw. m^3/m^3 und H_u in MJ/kg bzw. MJ/m^3 gegeben sind.

Im folgenden wird die im GEMIS-Rechenprogramm implementierte Verbrennungsrechnung für feste und flüssige sowie gasförmige Brennstoffe (Kapitel B-5.3.1) erläutert, die Berechnung des unteren Heizwerts (Kapitel B-5.3.3) sowie die ebenfalls implementierte statistische Verbrennungsrechnung (Kapitel B-5.3.4) dargestellt.

Die Verbrennung

Bei der Verbrennung reagieren die brennbaren Bestandteile unter Wärmeabgabe mit Sauerstoff, der aus der zugeführten Luftmenge bzw. dem Brennstoff selbst geliefert wird. Die hierbei ablaufenden chemischen Reaktionen sind z.T. sehr kompliziert und gehen über verschiedene Zwischenstufen und -produkte, für die entstehende Abgasmenge sind jedoch nur die Bilanzgleichungen zwischen Ausgangs- und Endprodukten bestimmend. Daher kann aus den Reaktionsgleichungen der brennbaren Substanzen

$$C + O_2 = CO_2$$
$$H_2 + 1/2\ O_2 = H_2O$$
$$S + O_2 = SO_2$$

sowie bei gasförmigen Brennstoffen

$$CO + 1/2\ O_2 = CO_2$$
$$C_nH_m + (m+n/2)\ O_2 = n\ CO_2 + m/2\ H_2O$$
$$H2S + 3/2\ O_2 = SO_2 + H_2O$$

unter Einrechnung der Molvolumina und der Molmassen die Verbrennungsluft- und Abgasvolumina für den Fall der vollständigen Verbrennung bestimmt werden.

Die mineralische Substanz im Brennstoff (Asche) geht dabei nicht ein, während Stickstoff und Wasser ohne Veränderung in das Abgas übergehen.

Die o.g. Reaktionsgleichungen lassen sich durch Einsetzen der genannten Stoffdaten und Umrechnung zu einfachen numerischen Gleichungen umformen.

Die entstehenden Formeln unterscheiden sich je nach Autor geringförmig bei den Koeffizienten, da die Werte für Molvolumen und -masse verschieden zitiert werden.

Die u.E. aktuellsten und hinsichtlich der Daten auch vollständigsten Wertesammlung gibt <BRANDT 1981>, daher wurde diese im GEMIS-Programm verwendet.

Testrechnungen mit Brennstoffen aus der Literatur <LEIBROCK 1979-1984> zeigten eine gute Übereinstimmung mit den dortigen Werten. Zu Betrachten sind nur die trockenen Abgasvolumina im Normzustand (0 oC, 1013 hPa), da die sich Grenzwerte von GFAVO, TA Luft usw. stets auf das trockene Abgas beziehen.

Feste und flüssige Brennstoffe

Im folgenden sollen die Brandt-Formeln für feste und flüssige Brennstoffe den Angaben anderer Autoren gegenübergestellt werden. Dabei ergeben sich theoretisches Verbrennungsluft- ($V_{Luft,tr}$) und Abgasvolumen ($V_{Abgas,tr}$) in m^3/kg Brennstoff, wenn die Daten der Elementaranalyse (c,h,s,o,n) in Massenanteilen (kg/kg) eingesetzt werden.

Formeln nach <BRANDT 1981>:

$$V_{Luft,tr} = 8{,}8996*c + 26{,}5139*h + 3{,}3342*s - 3{,}3405*o$$
$$V_{Abgas,tr} = 8{,}8887*c + 20{,}9597*h + 3{,}3174*s + 0{,}7997*n - 2{,}6408*o$$

Formeln nach <BRAUN ET AL 1986>:

$$V_{Luft,tr} = 8{,}8808*c + 26{,}4550*h + 3{,}3267*s - 3{,}3334*o$$
$$V_{Abgas,tr} = 8{,}8808*c + 20{,}8995*h + 3.3267*s + 0.7995*n - 2.6334*o$$

Formel nach <RAG 1984>:

$$V_{Luft,tr} = 8{,}876*c + 26{,}443*h + 3{,}325*s - 3{,}332*o$$
$$V_{Abgas,tr} = 8{,}865*c + 20{,}890*h + 3.309*s + 0.800*n - 2.633*o$$

mit

c Kohlenstoffgehalt in $kg/kg_{Brennstoff}$

h Wasserstoffgehalt in $kg/kg_{Brennstoff}$

s Schwefelgehalt in $kg/kg_{Brennstoff}$

o Sauerstoffgehalt in $kg/kg_{Brennstoff}$

n Stickstoffgehalt in $kg/kg_{Brennstoff}$

Die Angaben unterscheiden sich - bei Rundung auf 2 Nachkommastellen - nur unwesentlich.

Gasförmige Brennstoffe

Bei den gasförmigen Stoffen kann die Verbrennungsrechnung ebenfalls nach dem o.g. Schema erfolgen, i.a. liegen die Brennstoffdaten aber nicht in Form einer Elementaranalyse vor, sondern als Verteilung der Gas-Zusammensetzung in Volumen-Prozenten. Die Verbrennungsrechnung kann nach <BRANDT 1981> vereinfacht werden, wenn Luftvolumen, Abgasvolumen und Gasbestandteile in m3/m3 vorliegen:

$$
\begin{aligned}
VLuft,tr = & \; 2{,}3830 * H_2 \\
& + 2{,}3860 * CO \\
& + 7{,}2251 * H_2S \\
& + 9{,}5611 * CH_4 \\
& + 11{,}9048 * C_2H_2 \\
& + 14{,}4158 * C_2H_4 \\
& + 16{,}8594 * C_2H_6 \\
& + 21{,}8665 * C_3H_6 \\
& + 24{,}3715 * C_3H_8 \\
& + 29{,}7063 * C_4H_8 \\
& + 32{,}3753 * (nC4H10+iC4H10)
\end{aligned}
$$

$$
\begin{aligned}
VAbgas,tr = & \; N_2 \\
& + CO_2 \\
& + 1{,}8838 * H_2 \\
& + 2{,}8000 * CO \\
& + 6{,}6965 * H_2S \\
& + 8{,}5538 * CH_4 \\
& + 10{,}4048 * C_2H_2 \\
& + 13{,}3974 * C_2H_4 \\
& + 15{,}3340 * C_2H_6 \\
& + 20{,}3218 * C_3H_6 \\
& + 22{,}3114 * C_3H_8 \\
& + 27{,}6078 * C_4H_8 \\
& + 29{,}7424 * (nC4H10+iC4H10)
\end{aligned}
$$

mit

N_2 Stickstoffgehalt in m^3/m^3

CO_2 Kohlendioxidgehalt in m^3/m^3

...

nC4H10 n-Butan in m^3/m^3

iC4H10 Iso-Butan in m^3/m^3

Zu diesen Formeln liegen vergleichbare Darstellungen in der Literatur vor (z.B. <CERBE ET AL 1981>), die wie bei der Rechnung für Fest/Flüssig-Brennstoffe geringfügig (2. Nachkommastelle) differieren.

Berücksichtigung des Luftüberschusses

Zur Verbrennung in realen Feuerungen wird aus thermodynamischen Gründen nicht nur die theoretische Sauerstoff- bzw. Luftmenge zur Oxidation des Brennstoffs benötigt, sondern ein größeres Volumen. Daher entsteht bei realen Feuerungen auch mehr Abgas als nach der auf stöchiometrische Umsetzung konzipierten Verbrennungsgleichung, die Schadstoffkonzentrationen sind somit geringer (Verdünnungseffekt).

Der Gesetzgeber hat dem entsprochen, indem er die Abgasgrenzwerte überwiegend auf einen bestimmten Luftüberschuß bezogen hat. Als Maß hierfür dient die Sauerstoffkonzentration im Abgas (in Volumen-%). Bei stöchiometrischer Verbrennung (Luftüberschuß = 0) wäre die Abgas-Sauerstoffkonzentration Null, da der gesamte mit der Verbrennungsluft zugeführte Sauerstoff zur Oxidation benötigt würde.

Zur Berechnung der realen Abgasmenge bei einer gegebenen Sauerstoffkonzentration $O_{2,Bezug}$ dient die Größe Lambda, die das Verhältnis von realer zu theoretischer Verbrennungsluftmenge wiedergibt. Lambda ergibt sich aus folgender Formel:

$$\text{Lambda} = 1 + (V_{Abgas}/V_{Luft})*(O_{2,Bezug}/(21 - O_{2,Bezug}))$$

Mit diesem Lambda läßt sich die reale Abgasmenge berechnen nach der Formel

$$V_{Abgas,Lambda} = V_{Abgas} + (\text{Lambda} - 1)*V_{Luft}$$

Bestimmung des Heizwertes

Neben den Abgasvolumina stellt auch der Heizwert eines Brennstoffs eine Eingangsgröße für die Berechnung von Emissionsfaktoren dar. Wenn eine Verbrennungsrechnung durchgeführt wird, liegt die Elementaranalyse bzw. bei gasförmigen Brennstoffen die Gaszusammensetzung vor.

Mit diesen Daten kann aus den Reaktionsenthalpien der obere und untere Heizwert errechnet werden. Für die Bestimmung von Emissionsfaktoren wird üblicherweise der untere Heizwert Hu verwendet. Wiederum ist zwischen festen/flüssigen und gasförmigen Brennstoffen zu unterscheiden.

Feste und flüssige Brennstoffe

Für feste und flüssige Brennstoffe ergibt sich der untere Heizwert in MJ/kg aus der Formel von <BRAUN ET AL 1986>, wenn die Elementar-Anteile (c,h,s,n,o,w) in Massen-Anteilen eingesetzt werden:

$$H_u = 34.8 * c + 93.8 * h + 10.46 * s + 6.28 * n - 10.8 * o - 2.5 * w$$

Der letzte Term in der Formel berücksichtigt die Energie zur Verdampfung des im Brennstoff enthaltenen Wassers (auch in kg/kgBrennstoff), da diese Energiemenge nur bei Nutzung des oberen Heizwertes (Brennwert) durch Abgaskondensation zur Verfügung steht (Brennwertnutzung).

Gasförmige Brennstoffe

Bei gasförmigen Brennstoffen ergibt sich der untere Heizwert in MJ/m3, wenn die Abgasbestandteile in Volumenanteilen (m3/m3Brennstoff) in die folgende Formel eingesetzt werden:

$$
\begin{aligned}
H_u = {} & 107{,}840 * H_2 \\
& + 23{,}413 * H_2S \\
& + 12{,}633 * CO \\
& + 35{,}885 * CH_4 \\
& + 56{,}494 * C_2H_2 \\
& + 59{,}476 * C_2H_4 \\
& + 64{,}349 * C_2H_6 \\
& + 87{,}578 * C_3H_6 \\
& + 93{,}213 * C_3H_8 \\
& + 117{,}771 * C_4H_8 \\
& + 123{,}883 * nC4H10 \\
& + 123{,}053 * iC4H10
\end{aligned}
$$

Hierbei ist die Energie zur Verdampfung des entstehenden Wassers bereits in die Koeffizienten einbezogen.

Statistische Verbrennungsrechnung

Wenn Emissionsfaktoren für Feuerungen bestimmt werden sollen, deren Brennstoffe nicht in elementarer Form bekannt sind, kann keine Verbrennungsrechnung durchgeführt werden. Dennoch läßt sich der Umrechnungsfaktor Vsp, allerdings nur näherungsweise, aus statistischen Zusammenhängen bestimmen.

Die Analysen verschiedener Brennstoffe haben ergeben, daß eine ungefähr lineare Beziehung zwischen Heizwert und spezifischem Abgasvolumen besteht, sofern es sich um "typische" Brennstoffe handelt, deren Elementarzusammensetzung innerhalb normaler Werte liegt. Die klassischen Arbeiten hierzu von Boie (vgl. z.B. <BOIE 1964>) wurden inzwischen weiterentwickelt und verbessert.

Die Ruhrkohle AG gibt z.B. für Steinkohlen als Statistische Verbrennungsgleichung an (nach <RAG 1984>):

$$V_{Luft,tr} = 0{,}258 * H_u$$
$$V_{Abgas,tr} = 0{,}251 * H_u$$

(H_u in MJ/kg und V_{Abgas} in m^3/kg)

In der Arbeit von Brandt werden solche Beziehungen generell für feste sowie auch für flüssige und gasförmige Brennstoffe aufgestellt (nach <BRANDT 1981>):

bei Kohlen:

$$V_{Luft,tr} = 0{,}43894 + 0{,}24514 * H_u$$
$$V_{Abgas,tr} = 0{,}44971 + 0{,}23825 * H_u$$

bei Ölen:

$$V_{Luft,tr} = 0{,}34007 + 0{,}25068 * H_u$$
$$V_{Abgas,tr} = 1{,}76427 + 0{,}20048 * H_u$$

bei Gasen:

$$V_{Luft,tr} = -0{,}04872 + 0{,}26683 * H_u$$
$$V_{Abgas,tr} = 0{,}18252 + 0{,}31745 * H_u$$

(H_u in MJ/kg und V_{Abgas} in m^3/kg, bei Gasen H_u in MJ/m^3 und V_{Abgas} in m^3/m^3)

Die Formeln nach Brandt wurden in das GEMIS-Programm einbezogen, um auch näherungweise Umrechnungen von Abgaskonzentrationen in Emissionsfaktoren bei "unbestimmten" Brennstoffen zu erlauben.

Nochmals sei darauf hingewiesen, daß die statistische Rechnung nur dann sinnvolle Ergebnisse ergeben kann, wenn die Brennstoffe typisch sind. So lassen sich z.B. die Festbrennstoffe Holz und Stroh nicht mit der Formel für Kohlen berechnen, da der Sauerstoffanteil in diesen Brennstoffen außerhalb des kohletypischen Bereichs liegt. Im GEMIS-Handbuch werden entsprechende Hinweise aufgenommen.

Bestimmung der Reststoffe

In Rauchgasreinigungsanlagen werden neben der Staubabscheidung Teile der sauren Schadgase durch Zugabe von alkalischen Substanzen chemisch gebunden. Üblicherweise werden dafür Calcium-Verbindungen eingesetzt, die zu Calcium-Sulfit, Sulfat, -Chlorid bzw. -Flourid reagieren.

Die zugesetzten Calciumverbindungen reagieren mit dem beigemengten Wasser zu Calciumhydroxid. Dieses geht dann die Verbindungen mit den Schadgasen ein.

$$SO_2 + Ca(OH)_2 + 1/2\ O_2 \rightarrow CaSO_4 + H_2O$$
$$2\ HCl + Ca(OH)_2 \rightarrow CaCl_2 + 2\ H_2O$$
$$2\ HF + Ca(OH)_2 \rightarrow CaF_2 + 2\ H_2O$$

Während nasse REA mit einem stöchiometrischen Verhältnis von 1 gefahren werden, wird bei trockenen oder quasitrockenen REA ein Verhältnis über 1 eingestellt, um den gewünschten Abscheidegrad zu erreichen. Der Überschuß an Calciumhydroxid geht in die Reststoffbilanz ein und wird vom Programm ausgewiesen.

2.5.3 Bestimmung der umgesetzen Materialmenge

Die durch Materialeinsatz beim Bau energietechnischer Anlagen (Verbrennungs-, Umwandlungs-, Transport- und Förderanlagen) induzierten Umwelteffekte können bilanziert werden, indem die bei einer Anlage nachgefragte Energiemenge ins Verhältnis zu der während ihrer Lebensdauer bereitgestellten Energiemenge gesetzt wird.

Die gesamte umgesetzte Energiemenge einer Anlage ergibt sich durch Multiplikation aus der installierten Leistung, der Lebensdauer und der jährlichen Betriebszeit (in Vollaststunden).

Das Verhältnis von der in einem Szenario nachgefragten Energiemenge zur gesamter Energiemenge wird mit dem Materialvektor für den Bau der Anlage multiplizert, um den für die nachgefragte Energiemenge spezifischen Materialvektor zu erhalten. Energievorleistungen durch die Materialproduktion werden bilanziert, aber deren Vorleistungen nicht berücksichtigt.

2.5.4 Bestimmung der Umweltaspekte

Ist der Energiefluß berechnet, so kann die nachfolgende Bestimmung der Umwelteffekte mit wenig Aufwand erfolgen. Eigener Rechenaufwand ist bei der Zuordnung der Emissionen zu den verschiedenen Ebenen der Energieumsetzung notwendig.

Bestimmung der direkten Umweltaspekte

Die direkten Umweltaspekte werden durch Multiplikation der umgesetzten Energiemenge mit den entsprechenden Emissionsfaktoren ermittelt. Dabei wird bei den Luftschadstoffen zwischen lokalen Anlagen und überregionalen Anlagen unterschieden. Lokal zur Nachfrage ist eine Anlage unter folgenden Vorraussetzungen:

1. die (Verbrennungs-)Anlage, bei der die Energie vom Szenario nachgefragt wird.
2. ist die Anlage ein Dispatcher oder ein Szenariengesteuerter Dispatcher, so wird, falls die vorgeschaltetete Anlage eine Verbrennungsanlage ist, diese als lokal angesehen.

Szenarien, die ihre Energie bei einer Transportanlage, wie etwa ein Fernwärmenetz nachfragen, haben nach dieser Implementierung keine lokalen Emissionen, obwohl das Heizwerk ggf. nur eine Häuserreihe weiter steht. Dies ist eine Schwäche der pauschalen Abgrenzung zwischen lokal und überregional.

Bestimmung der Umweltaspekte durch Materialvorleistungen

Für die einzelnen Materialien ergeben sich die Umweltaspekte durch die spezifischen Angaben über deren Umweltaspekte (materialbezogene Werte, siehe B-4). Die Summe der für die nachgefragten Energiemengen und anlagenspezifischen Materialvektoren wird für die Gesamtbilanz mit der Vorleistungsmatrix multipiziert. Der errechnete Bilanzvektor wird ausgewiesen.

Zuordnung zu den verschiedenen Ebenen der Energieumsetzung

In den Arbeiten zur Prozeßkettenanalyse, die vor GEMIS veröffentlicht wurden, unterschied man zwischen

- Primär-Gewinnung,
- Primär-Transport,
- Primär-Umwandlung,
- Sekundärenergie-Transport und
- Sekundärenergie-Umwandlung.

Um die Ergebnisse von GEMIS mit diesen Arbeiten vergleichbar machen zu können, wurde im Programm ein Algorithmus implementiert, der eine Zuordnung der bilanzierten Energieströme und Umweltaspekte auf die 5 Prozeßstufen ermöglicht.

Im Handbuch zu dem Programm ist dieser Algorithmus weiter erläutert.

Erstellung einer Prozeßkette

Eine zusammengefaßte Prozeßkette wird erstellt, indem für eine Anlage die Vorleistungen für eine Energieeinheit berechnet werden. Diese Vorleistungen werden dann in einem zu Anlagen gleichartigen Datensatz abgespeichert. Für die weitere Rechnung kann der Prozeßkettendatensatz wie eine 'normale' Anlage behandelt werden.

2.5.5 Berücksichtigung der qualitativen Effekte

Im Vorgriff auf die Herleitungen zur Einbeziehung der qualitativen Effekte in GEMIS soll an dieser Stelle der Verknüpfungssalgorithmus vorgestellt werden.

Wie später in Kapitel D-2 beschrieben, werden für die Primärenergien die Aspekte

- Unfall- und Gesundheitsgefahren,
- Flächeninanspruchnahme,
- Reststoffe und Mikroökologie

mit einem Index versehen, der das Gewicht dieser qualitativen Aspekte abbildet.

Die Skala der Gewichtung reicht von -4 bis +4 ('----' bis '++++'), wobei üblicherweise nur negative Effekte durch eine Primärenergienutzung zu erwarten sind.

Die Verknüpfung der Indizes erfolgt in drei Schritten:

Bestimmung der Primärenergieanteile

Durch die Energieflußrechnung lassen sich die einzelnen Primärenergiemengen, die von dem jeweiligen Szenario nachgefragt wird, bestimmen. Der höchste Anteil wird dabei auf 100 % gesetzt und alle anderen Anteile darauf bezogen.

Wertung der Indizes

Im zweiten Schritt erfolgt eine Wertung der Indizes entsprechend der Anteile der Primärenergienachfrage. Die Wertungsfunktion ist folgendermaßen definiert:

f (I, Anteil) = Sign (I * Anteil) *	|I|,	wenn |Anteil| > 64 %
	|I - 1|,	wenn 64 % > |Anteil| > 16 %
	|I - 2|,	wenn 16 % > |Anteil| > 4 %
	|I - 3|,	wenn 4 % > |Anteil| > 1 %
	0,	wenn 1 % > |Anteil|

Überlagerung der einzelnen Primärenergien

Die für die verschiedenen Primärenergien und Parameter ermittelten Indizes werden grafisch so überlagert, daß negative und positive Effekte sichtbar bleiben.

Neben den o.g. Indizes wird für jede Primärenergie ein 'Sonderaspekt' mitgeführt, der solche Aspekte kennzeichnet, die nur durch die jeweilige Primärenergie bedingt sind[5]. Der Sonderaspekt der Primärenergie, die je Szenario den größten Anteil hat, wird in der Ergebnisdarstellung ausgewiesen.

2.5.6 Literatur zu Kapitel 2.5

BOIE 1964: Verbesserung der vereinfachten Verbrennungsrechnung durch neue Brennstoffkenngrößen, in: Brennstoff-Wärme-Kraft vol.16 (1964) Nr.3,S.127-130

BRANDT 1981: Brennstoffe und Verbrennungsrechnung, FDBR-Fachbuchreihe 1, Essen

BRAUN ET AL 1986: Emissionen bei Strohfeuerungen, Forschungsberichte 1/86, Bundesministerium für Gesundheit und Umweltschutz (ed.), Wien

CERBE ET AL 1981: Grundlagen der Gastechnik, München/Wien

FICHTNER 1986: Schadstoffbewertung der Heizsysteme, Reihe Örtliche und regionale Energieversorgungskonzepte Band 10, Bonn

LEIBROCK 1979: Erdgas - Kennzahlen, Verbrennungskontrolle, in: Wärme Bd. 85 Heft 2, S. 36-41

LEIBROCK 1982: Braunkohle: Kennzahlen, Verbrennungskontrolle, in: Braunkohle vol. 34 (1982) Heft 11, S. 380-384

LEIBROCK 1983: Kennzahlen und Verbrennungskontrolle von Heizöl S und EL, in: Wärme Bd. 89 Heft 2, S. 31-34

LEIBROCK 1984: Kraftwerksfeinkohle - Kennzahlen, Verbrennungskontrolle, in: Wärme Bd. 90 Heft 3, S. 87-90

RAG 1984: Ruhrkohlen Handbuch, Ruhrkohle AG, Essen (6. Aufl.)

5 vgl. hierzu näher Kapitel 4.2

3 Ausgewählte Ergebnisse

Die in den vorstehenden Abschnitten diskutierte Datenbasis für Emissionen, Nutzungsgrade und Materialaufwendungen wurden mit dem GEMIS-Programm im Rahmen der Projektarbeiten für verschiedene Fragestellungen herangezogen. Die im folgenden dargestellten Ergebnisse von Analysen stellen nur einen Ausschnitt der mit GEMIS behandelbaren Fragen dar, wir verweisen Interessierte daher auf das Computerprogramm selbst.

3.1 Relevanz vorgelagerter Prozeßketten

Mit GEMIS wurde analysiert, welchen Einfluß die vorgelagerten Prozeßketten für die Gesamtemissionen von Energiesystemen aufweisen. Hierzu wurden mit dem Emissionsdatensatz STANDARD die Emissionen berechnet und die Verteilung der Schadstoffe auf die Stufen der Prozeßketten bestimmt. Die folgenden Tabellen zeigen Beispiele zu Öl- und Gasheizungen.

Tabelle 172 Bilanzierung in der Prozeßkette Öl-Heizung

	CO_2	SO_2	NO_x
	------------[kg/TJ_{out}]-----------		
Primärenergiegewinnung	302	0,2	0,6
Primärenergietransport	185	2,4	2,3
Primärenergieumwandlung	3199	2,6	3,1
Sekundärenergietransport	181	0,2	3,4
Sekundärenergieumwandlung	30895	31,7	17,0
nicht zugeordnet*	269	0,2	0,6

* = Anteile von Prozessen, die nicht eindeutig einer Stufe zugeordnet werden können

Tabelle 173 Bilanzierung in der Prozeßkette Gas-Heizung

	CO_2	**SO_2**	**NO_x**
	----------[kg/TJ_{out}]-----------		
Primärenergiegewinnung	18	0	0,1
Primärenergietransport	702	0	3,2
Primärenergieumwandlung	1494	1,1	1,2
Sekundärenergietransport	107	0	0,5
Sekundärenergieumwandlung	23634	0,1	8,8
nicht zugeordnet*	5,5	0,0	0,2

* = Anteile von Prozessen, die nicht eindeutig einer Stufe zugeordnet werden können

Diese Ergebnisse bestätigen unsere Ausgangsthese, daß die mit der Brennstoffbereitstellung verbundenen Aktivitäten z.T. erhebliche Emissionsrelevanz haben, von rd. 10 % (CO_2) bis über 1/3 der Gesamtemissionen (NO_x).

3.2 Emissionsbilanzen für Heizysteme

Mit den Basisdaten des GEMIS-Programms wurden Bilanzierungen von quantifizierbaren Umweltaspekten verschiedener Modell-Heizsysteme durchgeführt.

3.2.1 Gesamt-Bilanz von Heizsystemen

Die folgende Tabelle zeigt die Gesamt-Emissionen für die Bereitstellung von 100 MWh Nutzwärme. Bei diesen Bilanzierungen wurde bei Heizkraftwerken der parallel bereitgestellte KWK-Strom verrechnet (Stromgutschrift), wofür ein modernes Mittellast-Steinkohle-Kraftwerk diente.

Tabelle 174 Gesamtemissionen von Heizsystemen

Szenario	SO2	NOx	Staub	CO2
Heizöl-Heizung	40	31	1,4	37.000
Erdgas-Heizung	3	16	0,4	27.200
Elektro-Hzg-Max	100	79	10	98.800
Elektro-Hzg-Mix	81	67	8,3	80.400
Steinkohlebrikett-Hzg	282	38	31	54.700
Braunkohlebrikett-Hzg	70	61	33	65.100
Kohle-Heizkraftwerk,				
Entnahme-Kondensation1	3	3	0,5	4.700
Erdgas-Gasmotor1	-38	9	-3,6	-12.900
Erdgas-Gasturbine1	-46	19	-2,8	-19.600
Holz-Hackschnitzel2	25	62	6,1	4.200
Strohcobs2	55	58	9,8	4.700
E-Wärmepumpe-bivalent	31	28	2,1	32.700
E-Wärmepumpe-monoval.	19	21	2,2	23.500
Fernwärme3	10	10	0,7	11.500
Nahwärme4	-32	15	-3	-4.900

(in kg/100 MWh Nutzwärme, Werte gerundet)

Anmerkungen:

1 Anlage mit Kraft-Wärme-Kopplung, Stromgutschrift über Steinkohle-Kraftwerk

2 größere Feuerungen in Heizwerken

3 Kombination Steinkohle-HKW mit Öl-Spitzenkessel, inkl. Wärmenetzverluste

4 Kombination Erdgas-BHKW mit Gas-Spitzenkessel, inkl. Wärmenetzverluste

3.2.2 Differenzierung nach Standort- und Global-Aspekten

Über die Gesamt-Bilanzierung hinaus berechnet das GEMIS-Programm ein differenziertes Bild der Emissionskomponenten. Hierfür werden die Gesamt-Emissionen in die Kategorien

- Standort (bei der Endenergienutzung)
- global (alle vorgelagerten Stufen, inkl. Stromgutschrift)
- Material (anteilige Emissionen durch die Herstellung)
- Total (Summe der vorgenannten Komponenten)

aufgeteilt. Die folgende Tabelle zeigt die entsprechenden Werte.

Schadstoffbilanz von Heizsystemen Tabelle 175

System		**SO_2**	**NO_x**	**Staub**	**CO_2**
Heizöl-Hzg	Standort	32	17	0,4	30.900
	global	6	10	0,6	4.100
	Material	2	4	0,4	2.000
	Total	40	31	1,4	37.000
Erdgas-Hzg	s	0	9	0	23.500
	g	1	5	0,2	2.500
	m	1	3	0,2	1.200
	t	3	16	0,4	27.200
Elektrospeicher-	s	0	0	0	0
Heizung-Max	g	97	70	9,4	97.400
(100 % Kohlestrom)	m	3	9	0,7	1.400
	t	100	79	10,0	98.800
Elektrospeicher-	s	0	0	0	0
Heizung-Mix	g	78	58	7,6	79.200
(80% Kohle- plus	m	3	9	0,6	1.200
20 % Atomstrom)	t	81	67	8,3	80.400

System		**SO_2**	**NO_x**	**Staub**	**CO_2**
Steinkohlebrikett-	s	277	28	30,4	50.700
Heizung	g	3	7	0,6	1.800
	m	2	4	0,4	2.100
	t	282	38	31,4	54.700
Brraunkohlebrikett-	s	61	42	30,4	53.500
Heizung	g	7	16	2,2	9.500
	m	2	3	0,3	2.100
	t	70	61	32.9	65.100
Steinkohle-	s	46	42	5,8	61.000
Heizkraftwerk1	g	-43	-38	-5,3	-56.2000
Entnahme-	m	0	0	0	-100
Kondensation	t	3	3	0,5	4.700
Gasturbine1	t	0	55	2,7	36.200
mit Erdgas	g	-47	-37	-5,6	-56.200
	m	0	1	0,1	300
	t	-46	19	-2,8	-19.600
Gasmotor1	s	0	38	0,9	33.200
mit Erdgas	g	-39	-30	-4,7	-46.600
	m	1	1	0,1	500
	t	-38	9	-3,6	-12.900
Holz-Hackschnitzel2	s	21	42	4,6	0
	g	2	16	1,2	2.200
	m	2	4	0,3	2.000
	t	25	62	6,1	4.200
Strohcobs2	s	51	42	8,4	0
	g	2	13	1,0	2.600
	m	2	4	0,4	2.100
	t	55	58	9,8	4.700

System		SO_2	NO_x	Staub	CO_2
Elektro-Wärmepumpe,	s	16	9	0,2	15.500
bivalent	g	13	16	1,6	15.800
	m	2	3	0,3	1.400
	t	31	28	2,1	32.700
Elektro-Wärmepumpe,	s	0	0	0	0
monovalent	g	18	19	2,1	22.800
	m	1	2	0,2	700
	t	19	21	2,2	23.500
Fernwärme3	s	0	0	0	0
	g	10	10	0,7	11.300
	m	0	0	0	200
	t	10	10	0,7	11.500
Nahwärme4	s	0	0	0	0
	g	-33	13	-3,2	-5.600
	m	1	2	0,2	700
	t	-32	15	-3,0	-4.900

Angaben in kg/100 MWh Nutzwärme, differenziert nach Standort <s>, global <g>, Material <m> und Total <t>, gerundete Werte

Anmerkungen:

1 Anlage mit Kraft-Wärme-Kopplung, Stromgutschrift über Steinkohle-Kraftwerk

2 größere Feuerungen (über 1 MWth) in Heizwerken

3 Kombination Steinkohle-HKW mit Öl-Spitzenkessel, inkl. Wärmenetzverluste

4 Kombination Erdgas-BHKW mit Gas-Spitzenkessel, inkl. Wärmenetzverluste

3.2.3 Relevanz materialbedingter Emissionen

Die Materialaufwendungen zur Herstellung der Heizsysteme (und vorgelagerter Prozesse) sind in der vorstehenden Tabelle enthalten. Wie die Werte zeigen, sind sie nur bei den solaren Heizsystemen relevant, sie liegen etwa eine Größenordnung unter den Gesamtemissionen der konventionellen Systeme.

In überschlägigen Rechnungen können sie daher vernachlässigt werden. Ähnliches gilt auch für die materialbezogenen Emissionen von regenerativen Stromerzeugungssystemen (vgl. Kapitel 3.5). Diese GEMIS-Ergebnisse stehen in guter Übereinstimmung mit neuesten amerikanischen Untersuchungen, die eine vergleichbare Fragestellung hatten[1].

3.3 Beispielrechnungen für KWK-Systeme

Die vergleichende Diskussion der Umweltaspekte von Kraft-Wärme-Kopplungs-Systemen nimmt im Rahmen von örtlichen und objektbezogenen Energiekonzepten bislang nur wenig Raum ein.

Dies steht in deutlichem Widerspruch zur Problematik der vor-Ort-Belastung durch solche KWK-Anlagen insbesondere hinsichtlich NOx, der vor allem in verdichteten und vorbelasteten Ballungsräumen eine wesentliche Rolle zukommt.

Da im Zuge der Arbeiten zum GEMIS-Projekt solche Fragen ausführlich behandelt werden, lag es nahe, Beispielbetrachtungen solcher Umweltaspekte mit Hilfe des GEMIS-Programms schon während der Projektbearbeitung durchzuführen, um einerseits Erfahrungen mit der Leistungsfähigkeit des Programms bei konkreten Anwendungen zu erhalten, andererseits aber auch ggf. noch Verbesserungen/Ergänzungen in die Entwicklung des Programms einzubeziehen, soweit diese bei der Anwendung des Prototyps angeregt wurden.

Im folgenden wird kurz über die Anwendung des GEMIS-Programms bei einer städtebaulichen Vorplanung für ein Bauprojekt in Berlin (West) berichtet.

Dabei wurde von der GEMIS-Projektgruppe eine Bilanzierung der Umwelteffekte auf der Grundlage der von den Vorplanungs-Bearbeitern erstellten Datenbasis durchgeführt. Die zu untersuchenden Energiesysteme sowie die zu unterstellenden Nutzenergiebedarfe wurden von den GEMIS-Mitarbeitern ohne weitere Prüfung als vorgegebener Input in das Programm übernommen[2]. Nur davon abgeleitete Daten unterliegen somit der Verantwortung der Projektgruppe.

Als Grundvariante für die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser wurden Gas-Brennwert-Kessel angenommen, die mit Gebläsebrennern ausgerüstet sind.

Als Vergleichs-KWK-Systeme wurden, ausgehend von den von GEMIS-Daten, ein Gasmotoren-Blockheizkraftwerk sowie Fernwärmebezug aus einem großen Steinkohle-Heizkraftwerk unterstellt. Als Bezugsgröße der Emissionsrechnungen wurde einheitlich die Bereitstellung von 20.000 MWh Wärme gewählt.

Für die KWK-Systeme wurde angenommen, daß der jeweils bereitgestellte KWK-Strom die Stromerzeugung durch Kondensationskraftwerke auf der Basis von Steinkohle entsprechend mindert.

Die o.g. Heizsysteme wurden für die Emissions-Datensätze STANDARD und BEST (vgl. Kapitel 2.1) verglichen. Weiterhin wurden die im GEMIS-Projekt ermittelten Basisdaten für Heiz- und KWK-Systeme angenommen (vgl. Kapitel 2.2). Schließlich ist darauf hinzuweisen, daß das GEMIS-Programm über die direkten Emissionen hinaus auch die vorgelagerten Emissionen durch Gewinnung, Transport usw. der Brennstoffe mitbilanziert (vgl. Kapitel 2.3).

---

1 vgl. <DOE 1989a+b>, Literatur zu Kapitel 4.3

2 vgl. zu den energetischen Grunddaten: Ringstadt Halensee - Umweltverträglichkeit, H.Tepasse/W.Moll, i.A. des Senators für Bau- und Wohnungswesen, Berlin 1989

Die folgenden Tabellen zeigen ein differenziertes Bild der sich aus dem GEMIS-Programm ergebenden Emissionsbilanzen.

Tabelle 176 Differenzierte Schadstoffbilanz der Szenarien

Szenario		**SO_2**	**NO_x**	**Staub**
Gas-Brennwert	Standort	25	2.322	9
	global	217	995	33
	Total	243	3.318	42
Kohle-Fernwärme	s	9.222	8.377	1.178
	g	-8.501	-7.958	-1.102
	t	738	691	93
BHKW-STANDARD	s	44	10.238	205
	g	-9.983	-8.116	-1.246
	t	-9.939	2.121	-1.042
BHKW-BEST	s	44	2.048	205
	g	-9.983	-8.116	-1.246
	t	-9.939	-6.069	-1.042

(Angaben in kg bei Bereitstellung von 20.000 MWh Nutzwärme)

Tabelle 177 Energie- und Kohlendioxid-Bilanz der Szenarien

	Primär-Energie	**CO_2-Emissionen**
Szenario	**[MWh]**	**[t]**
Gas-Brennwert	26.659	4.780
Kohle-Fernwärme	2.815	914
BHKW-STANDARD	4.574	-5.000
BHKW-BEST	4.574	-5.000

(Angaben für Bereitstellung von 20.000 MWh Nutzwärme)

Die Ergebnisse für Schwefeldioxid belegen, daß für diesen Schadstoff das BHKW eindeutig die beste Variante darstellt, unabhängig davon, welcher Emissionsdatensatz gewählt wurde. Die Standortemissionen des BHKW sind vernachlässigbar gering, die Gesamtemissionen ebenfalls. Bei den Stickoxiden fällt die Beurteilung dagegen differenzierter aus:

Das Kohle-Heizkraftwerk ist in den Standort-Emissionen sowie in den Gesamt-Emissionen beim EDS STANDARD direkt mit der Gasheizung vergleichbar, während das BHKW-STANDARD sowohl am Standort wie auch insgesamt deutlich höhere NOx-Emissionen aufweist als die anderen Optionen.

Beim EDS BEST ist das BHKW für alle Betrachtungsebenen die emissinosärmste Option, seine Standortemissionen sind geringer als die von Gaskesseln. Das BHKW bewirkt in diesem Fall nicht nur überregional eine Emissionssenkung, sondern auch am Standort. Dies gilt ebenso für die Immissionen, daher führt der BHKW-BEST-Einsatz insgesamt zu Umweltentlastungen (vgl. Exkurs 2, Kapitel 2.1).

3.4 Sensitivität der Stromgutschrift für KWK-Systeme

Ergänzend zu den anlagenbezogenen Vergleichen ist mit GEMIS auch eine Analyse der Wirkung von geänderten Rahmenbedingungen für die Stromgutschrift bei Heizssystemen mit Kraft-Wärme-Kopplung durchgeführt worden. Als Untersuchungsumfang wurden folgende Änderungen berücksichtigt:

- Zubau von Atomkraftwerken: Je nach Zubauumfang kann die Stromgutschrift für Mittellast-Heizkraftwerke geringer werden
- Zubau von KWK-Systemen: Wenn ein breiter und rascher Zubau von KWK-Systemen erfolgt, kann den zusätzlichen KWK-Systemen nicht mehr eine volle Stromgutschrift auf der Basis von Kondensationskraftwerken angerechnet werden, da zumindest teilweise KWK-Strom ersetzt würde.
- Zubau von regenerativen Energiesystemen: Ähnliches gilt, wenn größere Anteile Strom aus Wasser-, Wind- oder Sonnenenergie erzeugt würden.

Diese Fragestellung läßt sich am ehesten durch extreme Annahmen (Grenzbetrachtung) problematisieren. Um die Änderung der Stromgutschrift für die jeweils ungünstigste Situation zu bestimmen, wurden mit GEMIS Szenarien berechnet, die die Effekte auf die wärmebezogenen Emissionen von Heizkraftwerken zeigen:

- In Referenz wurde als Vergleich die Standard-Stromgutschrift (100 % Steinkohlestrom) unterstellt, es dient als Basis für die anderen Fälle.
- In Szenario 1 erfolgt die Stromgutschrift durch 100 % Atomstrom, dieser Fall stellt die vollständige Verdrängung von Steinkohle aus der Mittellast dar.
- Im Szenario 2 wurde für die Stromgutschrift zu 100 % ein "stromseitiges" Kohle-HKW verwendet (vgl. oben), um den Grenzfall der vollständigen Kraft-Wärme-Kopplung auf Kohlebasis in der Mittellast abzubilden.
- In Szenario 3 dagegen wurde für die Stromgutschrift zu 100 % ein "stromseitiges" Gas-BHKW angesetzt, um den Grenzfall der vollständigen Kraft-Wärme-Kopplung auf Erdgasbasis in der Mittellast abzubilden.
- Szenario 4 schließlich unterstellt ein Stromgutschrift-Mix aus 25 % Strom aus dezentralen Wasserkraft-Anlagen, 50 % aus großen Windparks und 25 % aus solarer Großstromerzeugung mit Solarzellen. Dies ist somit der Grenzfall einer vollständig mit regenerativen Energien erfolgenden Mittellast-Stromerzeugung.

Die Betrachtung erfolgte jeweils für ein Kohle-Heizkraftwerk mit Entnahme-Kondensation, ein gasbetriebenes Gasturbinen-HKW und ein Gasmotor-BHKW.

In der folgenden Tabelle sind die Ergebnisse zusammengefaßt.

Tabelle 178 Bilanzen von KWK-Systemen bei Variation der Stromgutschrift

Szenario	SO_2	NO_x	Staub	CO_2
Kohle-Referenz	3	3	0,5	4.700
Gas-GT-Referenz	-46	19	-2,8	-19.600
Gas-BHKW-Referenz	-38	9	-3,6	-12.900
1 Kohle -> AKW	49	40	5,8	59.800
1 Gas-GT -> AKW	0	55	2,5	35.500
1 BHKW -> AKW	0	39	0,8	33.000
2 Kohle -> KoKWK	39	30	1,2	35.600
2 Gas-GT -> KoKWW	-10	45	-2,1	11.300
2 BHKW -> KoKWK	-8	31	-3,0	12.900
3 Kohle -> GasKWK	91	14	4,6	61.200
3 Gas-GT -> GasKWK	41	29	1,3	36.900
3 BHKW -> GasKWK	35	18	-0,1	34.200
4 Kohle -> Erneuerbare	49	44	5,9	62.400
4 GT -> Erneuerbare	0	59	2,6	38.100
4 BHKW -> Erneuerbare	0	43	0,9	35.200
zum Vergleich:				
Öl-Heizung	40	31	1,4	37.000

(in kg bei Bereitstellung von 100 MWh Nutzwärme, Werte gerundet)

Diese Ergebnisse widersprechen der oft geäußerten These, daß bei einer starken Änderung der stromseitigen Bewertung von KWK-Strom die der ausgekoppelten Heizwärme zuzurechnenden Emissionen drastisch steigen würden.

Vielmehr sind gasbetriebene KWK-Anlagen selbst bei extremen Annahmen zur Stromgutschrift (je 100 % Atomstrom, KWK-Strom oder regenerativer Strom) meist noch günstiger als Öl-Zentralheizungen, während kohlegestützte KWK-Systeme sensibler auf die Stromgutschrift reagieren.

3.5 Emissionsbilanzen für Stromsysteme

Eine weitere Fragestellung für das GEMIS-Projekt war, wie Strombereitstellungssysteme unter Emissionsgesichtspunkten zu beurteilen sind. Über die üblichen Stromerzeugungssysteme hinaus wurden auch solche für regenerative Energieträger in den Vergleich einbezogen sowie Heizkraftwerke (HKW)[3]. Bei den HKW interessiert dabei nicht die Emissionsbilanz hinsichtlich der ausgekoppelten Wärme, sondern die sich unter stromseitigem Blickwinkel ergebenden Anteile:

Anstelle des Bezugs der Gesamtemissionen auf die bereitgestellte Wärme und nachfolgender Stromgutschrift kann das GEMIS-Programm für diese Berachtung die gesamten Emissionen eines KWK-Systems der Stromerzeugung zurechnen und für die parallel bereitgestellte Wärme die Emissionen eines Heizsystems gutschreiben (vgl. Exkurs 1, Kapitel 1.). Für die Wärmegutschrift wurde eine Ölheizung herangezogen. Die folgende Tabelle zeigt die sich ergebenden Schadstoffwerte.

Tabelle 179 Gesamtemissionen von Stromsystemen

Szenario	SO_2	NO_x	Staub	CO_2
Braunkohle-Kraftwerk	64	85	10,6	116.100
Steinkohle-Kraftwerk	75	71	9,2	92.900
Atomkraftwerk	3	13	0,8	5.400
Kohle-Entnahme-Kond.1	19	28	8,1	43.800
Erdgas-Gasturbine1	-64	54	2,6	3.300
Erdgas-Gasmotor1	-76	30	-0,4	-2.200
Solarzelle2	1	2	0,2	600
Wind-klein	1	3	0,2	1.100
Wasser-klein	1	1	0,1	200

(in kg für 100 MWh Strombereitstellung frei Netz)

Anmerkungen:

1 = Wärmegutschrift über Öl-Heizung

2 = Großes System auf nutzbarer Fläche (keine Dächer o.ä.)

[3] Bei der Bewertung der Ergebnisse ist zu beachten, daß die gegenübergestellten Stromsysteme in der Regel in unterschiedlichen Lastbereichen eingesetzt werden. Wenn KWK-Systeme mit Grundlast-Stromerzeugern verglichen werden, gilt dies nur insoweit, wie die Wärmegutschrift tatsächlich über das ganze Jahr erfolgt (Grundlastbetrieb des KWK-Systems). Dies wird aus ökonomischen Gründen bei KWK-Anlagen angestrebt. Eine entsprechende Einschränkung gilt für Vergleiche von Mittellast-Stromerzeugern.

Tabelle 180 Differenzierte Schadstoffbilanzen von Stromsystemen

System		SO_2	NO_x	Staub	CO_2
Braunkohle-Kraftwerk	Standort	64	84	10,5	115.600
	global	0	0	0	0
	Material	1	1	0,1	500
	Total	64	15	10,6	116.100
Steinkohle-Kraftwerk	Standort	68	61	8,5	89.500
	global	6	7	0,6	2.700
	Material	1	2	0,2	700
	Total	75	71	9,2	92.900
Atomkraftwerk	Standort	0	0	0	0
	global	2	10	0,6	4.900
	Material	1	3	0,2	500
	Total	3	13	0,8	5.400
Steinkohle-Heizkraftwerk, Entnahme-Kond.1	s	77	70	9,7	101.600
	g	-55	-37	-1,1	-55.200
	m	-3	-5	-0,5	-2.700
	t	19	28	8,1	43.800
Erdgas-Gasturbine, Heizkraftwerk1	s	0	91	4,6	60.400
	g	-62	-34	-1,6	-55.200
	m	-2	-3	-0,3	-2.000
	t	-64	54	2,6	3.3000
Erdgas-Gasmotor, Blockheizkraftwerk1	s	0	75	1,9	66.400
	g	-74	-42	-2,0	-66.500
	m	-2	-3	-0,3	-2.100
	t	-76	30	-0,4	-2.200
Solarzelle2	s	0	0	0	0
	g	0	0	0	0
	m	3	3	0,5	3.000
	t	3	3	0,5	3.000
kleines Wind-kraftwerk	s	0	0	0	0
	g	0	0	0	0

	m	1	3	0,2	1.100
	t	1	3	0,2	1.100
kleines Lauf-wasserkraftwerk	s	0	0	0	0
	g	0	0	0	0
	m	1	1	0,1	200
	t	1	1	0,1	200

(in kg für 100 MWh Strombereitstellung frei Netz)

Anmerkungen:

1 = Wärmegutschrift über Öl-Heizung

2 = Großes System auf nutzbarer Fläche (keine Dächer o.ä.)

Die Tabelle erklärt diese Resultate durch die Differenzierung nach globaler Emission (Brennstoffbereitstellung bzw. Gutschrift für ausgekoppelte Wärme bei HKW) und der herstellungsbedingten (Material-) Emissionen.

Diese GEMIS-Ergebnisse für die Kraft-Wärme-Systeme sind unbhängig von der Frage der Stromgutschrift zu sehen, da alleine die Verrechnung der Emissionen eines (Öl-)Heizsystems mit den Gesamtemissionen der KWK-Anlagen zu den genannten Resultaten führt[4].

Da auch bei Vernachlässigung der Materialemissionen die Ergebnisse stabil bleiben, kann u.E. von einem gesicherten Resultat gesprochen werden.

Dabei muß für die Stromerzeugung aus Atomkraftwerken beachtet werden, daß für die vorgelagerten Emissionen bei der Bereitstellung von Uran-Brennelementen mit den Emissionen des deutschen Grundlast-Kraftwerksparks gerechnet wurde.

Würden die vorgelagerten Emissionen z.B. für US-amerikanische oder sowjetische Stromerzeugungssysteme betrachtet, wären die zurechenbaren Emissionen deutlich höher, während sich für französische Bedingungen geringere Werte ergäben.

Die GEMIS-Daten für die CO2-Emissionen von Stromsystemen stehen in guter Übereinstimmung mit neuesten Arbeiten aus dem Ausland, die ebenfalls die Einbeziehung der vorgelagerten Prozeßketten in die Emissionsbilanz versuchen[5].

---

4 Es gelten aber die Einschränkungen, die in der vorstehenden Fußnote genannt wurden, dh. nur solche Vergleiche sind zulässig, die die Lastbereiche der KWK-Anlagen beachten.

5 vgl. <DOE 1989a+b> und <KRAM/OKKEN 1989a+b>, Literatur zu Kapitel 4.3

4 Weitere Umweltaspekte

Im GEMIS-Projekt interessieren über die quantifizierbaren Umeltaspekte von Energiesystemen hinaus auch solche, die sowohl quantitativ als auch qualitativ oder auch nur qualitativ gefaßt werden können.

Mit dieser Unterscheidung wird einerseits Exaktheit dort erreicht, wo eine entsprechende Datengrundlage vorhanden ist; es wird aber andererseits auch die Möglichkeit eröffnet, daß Aspekte, die nicht diesen strikten Ansprüchen genügen, mit in die Betrachtung einbezogen werden können.

4.1 Halb-quantitative Umweltaspekte

Den im GEMIS-Projekt quantifizierten Umweltaspekten "feste Reststoffe" sowie "Fläche" kommt ein Doppelcharakter zu:

- einerseits liegen ausreichende (wenngleich z.T. nur synthetische) Daten vor, um diese Aspekte über alle interessierenden Energiesysteme und Prozeßketten zu bilanzieren
- andererseits sind diese Daten als "weich" zu bezeichnen, da sie selbst wiederum verschiedene Unteraspekte mit sehr verschiedenen Wirkungen enthalten - und ihre Interpretation daher nicht allein auf die Quantitäten abstellen darf (vgl. Kapitel 5)

Wir ordnen diese Umweltaspekte aus diesen Gründen beiden Kategorien zu, also sowohl den zu quantifizierenden wie auch den qualitativ zu fassenden Aspekten.

4.1.1 Feste Reststoffe

Die Quantifizierung von anfallenden Reststoffen im GEMIS-Projekt war soweit zu versuchen, wie hierzu durchgängige Daten für alle relevanten Prozeßstufen zu ermitteln sind. Gegenwärtig läßt der Wissenstand dies für mineralische Aschen und Entschwefelungs-Reststoffe zu, während für sonstige feste Reststoffe keine systematisch gesicherte Datengrundlage vorliegt. Daher wurde ein Algorithmus in GEMIS implementiert, der die anfallenden Aschen und die Rauchgasreinigungs-Reststoffe (sog. REA-Reste) eigenständig bilanziert (vgl. Kapitel 2.5).

Die im GEMIS-Projekt ebenfalls quantifizierten sonstigen Reststoffe stellen dagegen eine Sammel-Kategorie dar. Als Datenquelle wurden hier verschiedene Studien herangezogen, die auch zur Definition der Prozeß- und Materialdatensätze verwendet wurden (vgl. Kapitel 2.3 und 2.4).

Wegen der Unterschiedlichkeit der unter dieser Kategorie erfaßten Reststoffe - von Bergematerial im Kohlebergbau über schwermetallhaltige Bohrschlämme bei der Öl- und Gasförderung bis hin zu hochradioaktivem Atommüll - ist diese Kenngröße nur mit extremer Vorsicht für "harte", quantitative Aussagen zu nutzen.

Eine Interpretation der Quantitäten darf nur in enger Einbeziehung der Aussagen zur Wirkung der jeweiligen Reststoffe erfolgen. Aus diesem Grund werden die sonstigen Reststoffe insgesamt nochmals als qualitativer Umweltaspekt erfaßt und primärenergiespezifisch definiert (vgl. Kapitel 5).

4.1.2 Flächeninanspruchnahme

Im GEMIS-Computerprogramm wurde wegen z.T. nur lückenhaft vorliegender Daten darauf verzichtet, unterschiedliche Flächenkategorien zu verwenden, die durchaus gegebene Unterschiede in der Art der Flächeninanspruchnahme berücksichtigen könnten[1].

Für die Datensätze des GEMIS-Programms wird in den Anlagenkenndaten lediglich eine Flächenkenngröße eingetragen, die bei Kraftwerken das eigentliche Betriebsgelände und beim Bergbau die direkt durch den Abbau beeinträchtigte Fläche angibt. Bei Transporteinrichtungen wurde versucht, einen Indikator für die Flächeninanspruchnahme zu bilden, der einen Vergleich zwischen den verschiedenen leitungsgebundenen Systemen ermöglichen soll. Auf die Ermittlung der verwendeten Werte wird in Anschluß an den nächsten Abschnitt eingegangen.

Noch eine Bemerkung zur Terminologie: In den folgenden Überlegungen wird nicht systematisch zwischen Flächenbedarf, Flächenverbrauch oder Flächenbeeinträchtigung unterschieden. Erst eine differenziertere Betrachtung, als sie bislang im Zusammenhang mit GEMIS erfolgte, kann die Grundlagen für eine Unterscheidung der einzelnen Begriffe geben. Daher wird im folgenden generell der Terminus Flächeninanspruchnahme verwendet.

Flächeninanspruchnahme als qualitativer Aspekt

Wie eingangs erläutert, haben wir die Flächeninanspruchnahme von Energiesystemen sowohl den quantitativen als auch den qualitativen Aspekten zugerechnet, da hierbei verschiedene Arten der Beeinträchtigung unterschieden werden müssen. Die quantitativen Angaben (über die "Kerngebiete" der Anlagen) werden neben Emissionen und Reststoffen in der Bilanzierung berücksichtigt (vgl. die Ergebnisdarstellung in Kapitel 7). Die darüber hinausgehende Flächeninanspruchnahme, z.B. über benötigte Schutzzonen und großflächige Veränderungen des Landschaftsbildes, werden dann anschließend in einer qualitativen Betrachtung mit in die Bewertung einbezogen, ähnlich wie dies für die Aspekte Risiko, Mikroökologie usw. erfolgt.

Der qualitative Charakter der Flächeninanspruchnahme zeigt sich auch in der starken Situationsbezogenheit der einzelnen benötigten Flächen, da praktisch jede Anlage anders ausgelegt und anders in die Versorgungssysteme eingebunden ist. Allerdings kann auch hier auf einige Standardisierungen hingewiesen werden, z.B. einzuhaltende Sicherheitsabstände aufgrund rechtlicher Vorgaben oder technischer Erfordernisse (z.B. bedingt durch Lärmemissionen). So muß bei Kraftwerken größerer Leistung eine Schutzzone von 1000 m Radius (gerechnet zur nächsten Wohnbebauung) weitgehend freigehalten werden, was durchaus als Flächen"verbrauch" der Anlage gezählt werden kann. Als weiteres Beispiel hierfür sind Freileitungs(strom)netze und Versorgungsleitungen (Gas-, Ölpipelines) zu nennen.

Es sind auch Anlagen zu finden, deren Flächeninanspruchnahme aufgrund einer "Mehrfachnutzung" der Flächen nur z.T. der Energieerzeugung anzulasten ist. Dies ist insbesondere bei Wasserkraftanlagen der Fall, sowohl bei großen Anlagen (Flußkraftwerken, Stauseen, weniger allerdings bei Pumpspeicherwerken), als auch bei der Nutzung in Klein- und Kleinstkraftwerken.

---

1 Im Anhang 4 wird jedoch kurz ein Verfahren vorgestellt, nach dem die Flächeninanspruchnahme in weitere Subkategorien klassifiziert werden kann.

Für Anlagen an den großen Flußläufen (z.B. Rhein, Main, Donau) und Stauseen ist generell zu sagen, daß die Elektrizitätsbereitstellung von eher sekundärer Bedeutung ist, da andere Aspekte (Schiffbarmachung, Hochwasserregulierung, Trinkwasserversorgung, Erholungs- und Sportfunktionen) im Vordergrund stehen und die eigentlichen Argumente für die Errichtung der Bauwerke gegeben haben.

Auch bei kleinen Wasserkraftanlagen kann die Energiebereitstellung nicht als alleiniger Nutzen betrachtet werden; hinzu kommen Fischerei, Erholungsfunktionen u.ä.

Der Aspekt der Mehrfachnutzung von Flächen ist auch bei einem anderen regenerativen Energieträger zu finden: der Biomassenutzung. Dies gilt in besonderem Maße dann, wenn lediglich bislang ungenutzte Reststoffe der land- oder forstwirtschaftlichen Produktion (Holz, Stroh, Gülle) einer energetischen Nutzung zugeführt werden.

Ist beispielsweise die Getreideproduktion das Betriebsziel einer genutzten Fläche und wird lediglich das nicht im landwirtschaftlichen Betrieb genutzte Stroh energetisch genutzt (Überschuß- oder Rest-Stroh), ist u.E. kein der Energiebereitstellung anzurechnender Flächenbedarf - bezogen auf die Biomasseproduktion - gegeben, sondern nur der ggf. auftretende zusätzliche, durch die energetische Nutzung bedingte Flächenbedarf (z.B. Lager) maßgeblich.

Für eine ganze Reihe von Anlagen werden in GEMIS überhaupt keine Flächen angerechnet, da durch die energetische Nutzung keine zusätzlichen Flächen benötigt werden. Hier sind z.B. diejenigen Anlagen zu nennen, die direkt in oder auf vorhandenen Gebäuden installiert werden, also z.B. alle Hausheizsysteme, dezentrale Solarenergiewandler (thermisch und elektrisch) sowie auch Block-Heiz-kraftwerke (BHKW) mittlerer Größenordnung (bis zu 2 MWel, vgl. <HEIN 1987>). Bei diesen Systemen wird zwar auch z.T. Wohn- oder Nutzfläche "verbraucht", die entsprechenden Flächen sind allerdings unter hiesigen Verhältnissen normalerweise in den Bauten sowieso vorgesehen (z.B. der Kellerraum für die Heizungsanlage).

Da sich in der Regel die Gebäude-Grundflächen auch dann nicht ändern, wenn diese Anlagen nicht installiert werden müssen (z.B. bei Fernwärmeanschluß) oder ohnehin als integraler Gebäudebestandteil gelten (Dachflächen), ist für diese Anlagen in der quantitativen Betrachtung u.E. kein Flächenbedarf anzurechnen.

Allerdings sind die den Anlagen vorgelagerten Prozeßstufen (z.B. Gas-Pipeline oder das fernwärmeliefernde Heizkraftwerk) mit Flächeninanspruchnahmen verbunden, die bei der Bilanzierung des Gesamtsytems zu berücksichtigen sind.

Im Anhang 4 sind die wichtigsten GEMIS-Anlagen aufgelistet und eine Zuordnung zu den einzelnen Flächenkategorien vorgenommen worden[2].

Die in GEMIS verwendeten Flächenangaben

Für die Bestimmung der im GEMIS-Programm verwendeten Flächenwerte wurde vor allem auf die Literatur zurückgegriffen. Für Übertragungseinrichtungen, z.T. auch für Förderprozesse wurden synthetische Werte eingesetzt. Die Zahlenwerte, die im Programm Verwendung finden, sind im Anhang 7 dokumentiert.

2 Bisher vorliegende Einzelergebnisse zu den verschiedenen Flächenaspekten sind in einem Arbeitspapier (AP-ALL-8) dokumentiert.

Bei der Förderung fossiler Primärenergieträger wurde, soweit sie nicht off-shore stattfindet und daher aus der Flächenbetrachtung herausfällt, auf Schätzunen zurückgegriffen. Bei Stein- und Braunkohle und Uranförderung konnten Angaben zu Abbauflächen aus Studien des US Department of Energy (<MITRE 1979>, <DOE 1983>) herangezogen werden.

Schließlich liegen umfangreiche Informationen zum rheinischen Braunkohlenabbau vor, wobei insbesondere auf eine Arbeit <STARKE 1987> zurückgegriffen wurden.

Bei onshore- Öl- und Gasförderung wurde pro Förderstelle (Bohrloch) eine einheitliche Inanspruchnahme unterstellt, ebenso für die inländische Erdgas- und die OPEC-Ölförderung.

Ebenfalls wurde beim Tiefbau (Kohle, Uran) - soweit keine Einzeldaten vorlagen - ein Pauschalwert angenommen, in dem die gesamte Betriebstechnik der Zechen, die Flächen für Förder- und Wetterschächte sowie die Verarbeitungseinrichtungen mit zugeordneten Lagerflächen erfaßt werden sollen.

Die Flächen, die vom Oberflächenabbau (Tagebau, open-pit-mining) betroffen sind, stellen mit den relevantesten Faktor der Flächenbilanz von Energiesystemen dar. Hier konnte auf amerikanische Daten <MITRE 1979> zurückgegriffen werden.

Die Flächen für Umwandlungsanlagen wurden ebenfalls durch Überschlagsrechnungen ermittelt und auf die in GEMIS zugrundegelegten Energieumsätze umgerechnet <EULER 1984>. Für die Uran-Kette liegen wiederum Angaben in <MITRE 1979> vor, für die Brennelementefertigung sind Flächen einer deutschen Produktionsstätte (Reaktor-Brennelemente-Union) bekannt.

Bei den Kraftwerken, die Bestandteil der GEMIS-Datensätze sind, wurde hauptsächlich auf die Angaben der IFE-Studie <JENSCH 1988> zurückgegriffen und dort genannte Mittelwerte - z.T. modifziert - übernommen.

Die Flächenangaben der IFE-Arbeit sind an der unteren Skala des tatsächlichen Flächenbedarfs konkreter Anlagen angesiedelt, da lediglich diejenigen Flächen in die Betrachtung aufgenommen wurden, die zum Betrieb des Kraftwerkes benötigt werden. Dazu gehören die eigentlichen Betriebsgebäude (Kesselhaus, Turbinenhaus, Verwaltungsgebäude), der Kühlturm usw., bei Kraftwerken mit fossilen Brennstoffen auch das Kohleneingangslager. Die Deponieflächen für die Verbrennungsrückstände sind nicht voll berücksichtigt. Die Ausklammerung dieser Flächen - von einer notwendigen Zwischenlagerung auf dem Kraftwerksgelände abgesehen - läßt sich auch damit rechtfertigen, daß i.d.R. eine Weiterverwertung der Reststoffe stattfindet, so daß auch hier komplizierte Gutschriftenberechnungen und Zuordnungsprobleme zu lösen wären.

Die Angaben der IFE-Studie wurden geringfügig erhöht worden, um die Anbindung des Kraftwerks an das Bahnnetz wenigstens in der Schutzzone um das Kraftwerk herum zu berücksichtigen. Flächen für Umspannanlagen wurden nicht dem Kraftwerk zugeschlagen, sondern sind mit in den Flächenangaben für Übertragungseinrichtungen enthalten.

Die Flächen von Industriekraftwerken und solchen, die zum Betrieb einer Umwandlungsstufe benötigt werden, wurden i.d.R. nicht als eigener Flächenbedarf berücksichtigt, da wir davon ausgehen, daß diese voll in das jeweilige Betriebsgelände eingebunden sind.

Da der Flächenaspekt bei fossilen und nuklearen Prozeßketten stark von der Primärenergiebereitstellung und dem Energietransport dominiert wird, wurden für die Kraftwerke kleinerer Leistung weitgehend Pauschalwerte eingesetzt, die in Tabellen in Anhang 7 ersichtlich sind. Für noch kleinere Anlagen (z.B. 4 MW Gasturbine) konnte auf konkrete Beispiele zurückgegriffen werden.

Die regenerativen Energieträger wurden gesondert behandelt, da hierbei zusätzliche methodische Schwierigkeiten auftreten. Bei Windkraftnutzung wären als versiegelte Fläche nur die Fundamente der Turmkonstruktionen zu berücksichtigen. Da nun aber auch bei den konventionellen Kraftwerken nicht Grünflächen von tatsächlich überbauten Flächen unterschieden wurden, wurde für die Windkraftnutzung als Indikator für den Flächenbedarf die durch die Rotoren überstrichene Fläche benutzt, für die eine direkte Nutzungseinschränkung unterstellt werden kann.

Bei der Wasserkraftnutzung, bei der extrem der Gesichtpunkt der Mehrfachnutzung bei der Beurteilung der Umweltwirkungen beachtet werden muß, wird der Flächeninanspruchnahme auf die eigentliche Stauanlage und das Turbinenhaus beschränkt und lediglich überschlagsmäßig ermittelt. Alle anderen Flächen (Wasserflächen in Ausleitungen, Stauräume, Energieverwertung) wurden in den Bilanzierungen nicht berücksichtigt.

Für die Nutzung der (Rest-) Biomasse Stroh und Holz, für die derzeit in GEMIS lediglich Kleinanlagen vorgesehen sind, werden ebenfall keine Flächenverbräuche angesetzt, da weder bei der Energieträgerbereitstellung[3] noch bei der mobilen Hackschnitzelherstellung oder der Bringung von Strohballen gesonderte Flächeninanspruchnahmen anfallen. Wir gehen davon aus, daß für die Lagerung von Holz, Hackschitzeln und Stroh Räumlichkeiten bereitstehen, selbst wenn angenommen werden muß, daß hierfür erheblich mehr Flächen als z.B. bei ölbefeuerten Anlagen vorgesehen werden müssen.

Kleinen Biogas-Einzelanlagen werden von uns ebenfalls keine Flächen zugerechnet, da wir ein technisches Konzept unterstellen, das die Bioreaktoren in vorhandenen Güllelagern integriert. Für Zentralanlagen wurden dänische Erfahrungen und eine deutsche Anlagenkonzeption berücksichtigt, wobei angenommen wurde, daß für die Lagerung der ausgegorenen Gülle Tanks bei den landwirtschaftlichen Betrieben bereitstehen, also keine eigenen Flächen zugerechnet werden müssen.

Die Solarenergienutzung zur Wärmeerzeugung mit dezentralen Kollektoren oder die Verwendung von Solarzellen für einzelne Häuser bringt keine zusätzlichen Flächeninanspruchnahme mit sich. Die zentrale Stromerzeugung mit großen Solarkraftwerken hat allerdings hohe Flächenverbräuche zur Folge, die gesondert berücksichtigt werden müssen <WINTER/NITSCH 1986>.

Abschließend muß für die Übertragungs- und Transporteinrichtungen angemerkt werden, daß sämtliche mobilen Systeme nicht mit in die Bilanzierung aufgenommen wurden, sodaß lediglich leitungsgebundene Einrichtungen verbleiben. Ebenfalls ausgespart werden Pipelines, die den Transport von Öl und Gas von off-shore-Feldern auf das Festland übernehmen, da Meeresoberfläche und Meeresboden definitionsgemäß von der Flächeninnspruchnahme ausgenommen sind.

---

3 Energieplantagen wurden in der GEMIS-Projektfragestellung ausgeklammert.

Das örtliche Stromnetz (0,4 kV und 20 kV-Ebene) wird ebenfalls nicht mit in die Flächenbilanz aufgenommen. Auf beiden Spannungsebenen sind wesentliche Anteile verkabelt oder in andere Infrastruktureinrichtungen integriert, so daß nur unwesentliche Anteile für die Energiebereitstellung verbleiben. Bei Überlandleitungen auf der 20 kV-Ebene sind auch kaum größere Schneisen nötig.

Hinsichtlich der Zurechnung von Flächenverbräuchen zu Freileitungen (vgl. <HEIN 1987>, <WAGNER 1987>, <LOHFINK 1987>) und Pipelines liegen unterschiedliche Vorschläge vor. In GEMIS werden mittlere Transportentfernungen angenommen und für die Flächenbilanz Pauschalwerte eingesetzt, die bei Freileitungen noch reduziert wurden. In den Ergebnisbilanzen sind 10 % der so berechneten Fläche einbezogen worden. In diesem Wert sind dann sowohl die Flächen für Mastensockel, die Umspannanlagen enthalten, wie auch ein pauschaler Zuschlag für die Beeinträchtigung der Flächennutzung. Darüber, ob ein 10 %-Anteil angemessen ist, läßt sich sicherlich diskutieren; wir haben uns an den Faktor angelehnt, der bei Entschädigungszahlungen Verwendung findet.

Ob bei Pipelines sowie Nah- und Fernwärmeschienen die ermittelten Flächen voll in die Bilanz eingehen müssen <EULER 1984> ist ebenfalls fraglich. In den Ergebnisrechnungen (Kapitel F) wurden keine Abstriche von den ermittelten Flächenwerten vorgenommen.

4.2 Qualitative Umweltaspekte

Zunächst sei erläutert, was im GEMIS-Projekt unter qualitativen in Abgrenzung zu quantitativen Aspekten verstanden wird.

Quantitative Eigenschaften sollen sich dadurch auszeichnen, daß ihre Werteausprägung auf numerische Werte beschränkt ist, also z.B. die SO_2-Emissionen einer Anlage, die den Wert X kg/TJ annimmt. Hinzu kommt ihr Status: für die Ermittlung des jeweiligen Wertes können klare Berechnungsvorschriften angegeben werden, die - ggf. mit benennbaren Fehlertoleranzen - zu einem exakten Ergebnis führen.

Demgegenüber werden unter dem Begriff qualitativ verschiedenartige Werteausprägungen gefaßt, die von teilquantifizierten Aspekten (Restoffe und Flächeninanspruchnahme, vgl. oben) bis hin zu bloß benennbaren Auswirkungen reichen.

Die qualitativen Umweltapsekte unterschieden sich von den quantitativen Aspekten auch darin, daß erstere stark situationsabhängig sind (Standort, Umgebung) und daher bei generellen Aussagen eher den Charakter von Möglichkeiten annehmen, während letztere - bezogen auf einen bestimmten technischen Stand der Anlage - notwendigerweise auftreten.

Eine weitere Vorbemerkung betrifft die Frage, auf welcher Ebene und in welchem Kontext eine Umweltbewertung ansetzen kann.

Wie in Kapitel E noch ausgeführt wird, sehen wir die Hauptaufgabe einer Umweltanalyse darin, Informationen und Materialien für eine vergleichende Bewertung verschiedener Energiesysteme bereitzustellen.

Dies bedeutet, nicht die umfassende Beschreibung einer isolierten Einzelanlage zu leisten, sondern diese als ein Teil eines übergreifenden Versorgungssystems und damit als Teil einer mit anderen konkurrierenden Versorgungsoption zu verstehen.

Diese Ausrichtung erlaubt es, die in die Bewertung einzubeziehenden Umweltaspekte nicht absolut, sondern lediglich in einer komparativen Weise zu definieren und zu "messen", also so, daß über zwei in Betracht kommende Anlagen gesagt wird, welche mehr und welche weniger relevant (oder problematisch) hinsichtlich eines bestimmten Umweltaspektes anzusehen ist.

Schließlich bleibt anzumerken, daß aus verschiedenen Gründen die Diskussion von qualitativen Umweltaspekten überwiegend nur primärenergiespezifisch, nicht aber anlagenbezogen zu führen ist:

- Einerseits werden die von uns als relevant charakterisierten Umweltaspekte nur in geringem Umfang durch die Nutzungstechniken der Primärenergien beeinflußt.
- Andererseits können durch geeignete Vorbedingungen anlagenspezifische Aspekte weitgehend abgetrennt werden (vgl. Kapitel E-1.2).
- Schließlich würde die Vielfalt der Nutzungsoptionen (Sekundär- und Endenergiewandler) zu einem Analyseaufwand führen, der im Rahmen des GEMIS-Projekts nicht zu leisten wäre.

Die im Rahmen des GEMIS-Projekts erfolgte Ausgewertung von Studien und Energiekonzepten, bei denen Umweltaspekte der Energiebereitstellung analysiert wurden, ergab, das alle Arbeiten in erster Linie auf Luftschadstoffemissionen als relevante Umweltaspekte abstellen (vgl. Kapitel 1.2). Auf Bewertungsgrundlagen für diese Umweltaspekte wird später eingegangen (vgl. Kapitel 5.2).

In mehreren Arbeiten wurden zudem - meist qualitativ - auch andere Beeinträchtigungen (Fläche, Wasser, Landschaft, Lebensräume und Tierarten) diskutiert. Bevor auf hierauf eingegangen wird, sind zunächst einige Hinweise auf unser generelles Vorgehen hinsichtlich qualitativer Aspekte zu geben.

Sowohl eine Sichtung der Literatur (z.B. OECD 1988, MEDSKER 1982) als auch eigene Überlegungen zu den Auswirkungen von Energiesystemen auf die Umwelt zeigen eine fast unüberschaubare Vielfalt denkbarer Aspekte. Es wäre nun wenig hilfreich für die Bewertung von Energiesystemen und auch kaum zu bewältigen, wenn alle möglichen Aspekte mit in die Bewertung einbezogen werden müßten. Deshalb wurde eine Reduzierung vorgenommen (vgl. Abbildung 9).

Konkretisiert am Beispiel Wasserkraftnutzung ergibt sich folgendes Vorgehen:

- Zuerst wird die Liste der möglichen Auswirkungen dadurch reduziert, daß die konkrete Nutzungssituation (z.B. hessische Verhältnisse) einbezogen wird, was zu einer drastischen Verringerung der zu betrachtenden Anlagengrößen führt: weder sind große Staudammprojekte relevant, noch liegen die Laufwasseranlagen in einer Größenordnung, wie sie aus den USA bekannt sind.
- Eine weitere Reduzierung wird durch die Vorentscheidung ermöglicht, all diejenigen Nutzungen auszuschließen, die nicht gewisse Umweltschutzstandarts von vornherein einhalten, z.B. ausreichende Wasserrestmengen im Mutterlauf belassen und eine Gewässerverschmutzung durch Emissionen der Anlagen (z.B. Schmierstoffe) weitgehend vermeiden.
- Schließlich erfolgt eine Reduzierung durch eine "In-Beziehung-Setzung" der möglichen Auswirkungen einer energetischen Nutzung zur Gesamtbelastungssituation durch alle, also auch nichtenergetische Verursacher (vgl. dazu unten). Kann gezeigt werden, daß die energetische Nutzung nur einen geringen Anteil an der Gesamtbelastung hat, dann wird der (umweltpolitische) Stellenwert der Frage, ob eine die Teilbelastung verursachende Anlage errichtet und betrieben wird oder nicht, stark relativiert und damit wenig relevant für die (umweltbezogene) Entscheidung.

Nach diesen Streichungen verbleiben bei den einzelnen Anlagetypen einige Aspekte, die zwar immer noch potentieller Natur sind, also nicht generell auftreten müssen, jedoch einen Kern an Auswirkungen darstellen, auf den bei der vergleichenden Diskussion eingegangen werden muß.

Abbildung 9 Reduzierung der Vielfalt von Umweltaspekten

4.2.1 Verursacherintensität als Filter

Um die vergleichende Diskussion und Bewertung der Umweltbelastungen von Energiesystemen zu vereinfachen, schlagen wir demnach vor, den Fokus auf relevante Kriterien zu legen. Unter relevant werden dabei solche Umweltaspekte verstanden, die durch die Entscheidung über Energiesysteme in umweltpolitisch bedeutsamer Weise betroffen sein können. Als Maß dafür kann die mit der Entscheidung verbundene Vermeidung bzw. Senkung von Umweltbelastungen angesehen werden, die möglichst groß oder nachhaltig sein sollte.

Als Begrifflichkeit für dieses Relevanzkriterium schlagen wir die Verursacherintensität vor. Dieser Begriff beschreibt, in welchem Maße Energiesysteme einen Umweltaspekt insgesamt beeinflussen, also z.B. wie groß der Anteil der energiebedingten Gefährdung von Tieren und Pflanzen an der Gesamtgefährdung sein kann. Je höher dieser Anteil, umso eher sollte der Aspekt großes Gewicht bei der umweltseitigen Analyse und bei der energiespezifischen Entscheidungen finden.

Die Verursacherintensität dient somit als Filter für die bei einer umweltpolitisch (mit)motivierten Entscheidung zu beachtenden Umweltaspekte.

Ausgehend von Studien des Sachverständigenrates für Umweltfragen (<SRU 1981-1988>) sowie einer amerikanischen Arbeit <HOLDREN 1987> wurde von uns dieses Relevanzfilter angewendet (zu einigen Grund-Daten vgl. Anhang 3).

Als relevante Umweltaspekte für Energiesysteme ergaben sich daraus

- Emissionen in die Atmosphäre
- Boden- bzw. Flächenbelastung
- Feste Reststoffe
- Beeinträchtigung und Gefährdung von Tier- und Pflanzenarten
- Unfallrisiken (bei Bau und Betrieb)

Nicht generell zu betrachten sind u.E. sozio-kulturelle Aspekte (z.B. Auswirkungen auf Erholung, Ästhetik), da diese im deutschen Sprachraum üblicherweise nicht als Teil der engeren Umweltproblematik gesehen werden. Dies steht im Gegensatz zum anglo-amerikanischen Sprachraum, wo diese Aspekte (wie etwa boomtown effects, scenic areas, unique cultural resources) einen wichtigen Teil der Umweltdiskussion bilden (vgl. dazu Anhang 1).

4.2.2 Risiko als Maßgröße ?

Die Auswirkungen von Unfällen gingen schon seit langem zumindest als Teilaspekt in die Diskussion der Umweltwirkungen von Energiesystemen ein <ERG 1980>.

Mit Unfall wird dabei ein Ereignis bezeichnet, bei dem Menschen zu Schaden kommen (Explosionen, Freisetzung von Giften usw.). Unter Risiko wird dagegen das Produkt von Unfallfolgen und Eintrittwahrscheinlichkeit verstanden, wobei diese Definition aus der Versicherungsmathematik stammt[1].

Anstelle dieser engen Definition von Risiko wird oft der umfassende Risikoaspekt benutzt[2] und eine Quantifizierung von Risiken versucht[3]. Dabei wird vom engen Begriff des Unfalls abstrahiert auf Umweltrisiken[4], indem sowohl die Gesundheitsgefahren durch Unfälle als auch die mit der Emission von Schadstoffen verursachten Gesundheitsschäden einbezogen werden.

Dieses Vorgehen ist sowohl von der Methodik wie auch der Datenlage her sehr kontrovers[5]. Als Hauptkritikpunkte an diesem Vorgehen sind u.E. die folgenden Aspekte zu nennen:

- praktisch alle Risiken werden auf den Menschen bezogen, wobei direkte gesundheitliche Aspekte (Luftschadstoffe, Unfälle) dominieren, d.h. Umwelt wird anthropozentrisch definiert und so ein großer Teil des Problems (z.B. bedrohte Arten, ökologisches Potential von Flächen) ausgeblendet
- es besteht extreme Unsicherheit über die Häufigkeit bzw. die Wahrscheinlichkeit des Eintritts von Schäden (z.B. Folgen von Kernschmelzunfällen)
- das Ausmaß der Schäden ist ebenfalls unsicher, da die quantitativen Faktoren zur Verknüpfung von Emissionen und Gesundheitsschäden (Krebs durch Radioaktivität, vorzeitiger Tod durch Sulfat) eine Bandbreite von z.T. mehr als drei Größenordnungen (Faktor 103) aufweisen
- die resultierenden Belastungen zeigen selbst bei gegebenem Dosisfaktor eine starke Variation (geographisch, sozial, zeitlich)

Die OECD schließt aus diesem Diskussionsstand:

> "Indeed, the technique [of health impact analysis] might be more usefully employed to encourage a balanced approach to energy development and rational use on the part of policymakers and the public, than to try to judge the relative merits of different fuel cycles from the point of view of their impact on human health" (zit.n. <OECD 1983>, S. 12).

Eine deutsche Untersuchung zu Risiken verschiedener Strombereitstellungsoptionen <IKE 1987> analysierte internationale Studien zum Thema "Risiko" und versuchte, durch die Umrechnung auf bundesdeutsche Verhältnisse eine Vergleichbarkeit herzustellen.

Die gefundenen Risikodaten sind jedoch - mit Ausnahme der sehr hohen Risikowerte der Kohlenutzung - mit erheblichen Unsicherheiten und Bandbreiten behaftet, sodaß die Bearbeiter folgern:

---

1 Zur Diskussion dieser und anderer "Risikophilosophien" vgl. näher <ÖKO-INSTITUT 1987>

2 z.B. <CEC 1981>, <FRITZSCHE 1988>, <KALLENBACH/THÖNE 1989>

3 Als Maßeinheit werden in der Regel "verlorene Lebenstage" (person-days lost) je bereitgestellter Energieeinheit verwendet, wobei sowohl durch Krankheit als auch durch "vorzeitigen" Tod bedingte verlorene Lebenszeit in dieser Maßeinheit zusammengefaßt werden.

4 im US-amerikanischen Sprachgebrauch als environmental risks, vgl. <RICCI/ROWE 1985>

5 vgl. zur Kritik vor allem die Arbeiten der Energy and Resources Group in Berkeley <ERG 1979> und des Heidelberger IFEU <IFEU 1980> zum vielzitierten Inhaber-Report <INHABER 1978>.

> "Die Ergebnisse zeigen aber auch, daß auf dem Gebiet der Risikoforschung noch in erheblichem Umfang Untersuchungsbedarf und weitere Entwicklungen notwendig sind, bevor Risikoaspekte als quantitatives Kriterium bei energiepolitischen Entscheidungen dienen können" (zit.n. <THÖNE/KALLENBACH 1988>, S. 793-794, Herv.d.Verf.). Die Autoren halten diese Einschätzung auch in einer überarbeiteten Veröffentlichung aufrecht <KALLENBACH/THÖNE 1989>.

Die zitierten Einschätzungen werden von uns geteilt - mithin ist eine qualitative Einbeziehung der Risiken (und möglicher Minderungen) anstelle der Quantifizierung anzustreben.

Dieses Vorgehen wird auch dadurch begründet, daß die quantitative Einbeziehung von Gesundheitsrisiken mit energiespezifischen Faktoren zumindest bei der Arbeitssicherheit ignoriert, daß es für die Beurteilung eher auf die Gesundheitsrisiken pro Beschäftigten ankommt als pro Joule <HOLRDEN 1982>.

4.2.3 Gesundheits- und Unfallgefahren

Das Risiko für menschliches Leben und Gesundheit im Zusammenhang mit der jeweiligen Primärenergiegewinnung und -nutzung wird somit im GEMIS-Projekt qualitativ behandelt. Aufgrund der unterschiedlichen Ausprägung dieser Aspekte werden sie im folgenden primärenergiespezifisch diskutiert.

Fossile Primärenergien

Die klassischen Risiken bei der Kohlenutzung lagen in der Vergangenheit ganz überwiegend bei Gesundheitsgefahren durch das sogenannte Staublungen-Syndrom der Beschäftigten im Bergbau. Durch verbesserte Technologien und Arbeitsschutz-Maßnahmen konnte diese Gefahr in der BRD und im westlichen Ausland drastisch gesenkt werden, sodaß die zukünftige Kohlebereitstellung in dieser Hinsicht keine wesentliche Gefahrenquelle mehr darstellt.

Bei den festen fossilen Energieträgern liegen dagegen auch heute Unfallgefahren insbesondere bei der Gewinnung von Kohle im Tiefbau, in geringerem Umfang auch beim Tagebau. Trotz der in den letzten Jahrzehnten gestiegenen Mechanisierung und der Verschärfung von Arbeitssicherheitsvorschriften und -einrichtungen sind die Unfälle je Werktätigem an der oberen Grenze, verglichen mit allen anderen Primärenergien <KALLENBACH/THÖNE 1989>. Die Unfallgefahren werden vor allem durch die Risikobeiträge von Grubenunglücken mit Todesfolge für ggf. mehrere hundert Beschäftigte geprägt <UNEP 1981>.

Weitere Unfallrisiken bringt der Transport von Kohlen mit sich, sofern er mit Lastkraftwagen erfolgt. Dies ist für bundesrepublikanische Verhältnisse nur bei Importkohlen und aufbereiteten Brennstoffen (z.B. Briketts) der Fall.

Die Nutzung von Kohlen als Energieträger ist dagegen weitgehend frei von Unfallgefahren, hier dominieren andere Umweltaspekte, die im Rahmen des GEMIS-Projekts quantitativ behandelt werden. Eine Ausnahme davon bildet der ggf. erforderliche Lkw-Transport von Aschen und Entschwefelungs-Reststoffen <IKE 1987>, wobei diese Risiken aber durch die Wahl anderer Transportmittel (Bahn, Schiff) und Verringerung der Transportdistanz (durch Ansiedlung weiterverarbeitender Industrien in der Nähe der Standorte) deutlich gesenkt werden kann.

Hinsichtlich der Problematik von Gesundheitsgefahren durch radioaktive Niedrigstrahlung[6] zeigen verschiedene Untersuchungen, daß die Folgedosis durch die Freisetzung von radioaktiven Edelgasen und Schwermetallen (Thorium, Uran) zwar brutto in der Größenordnung der Belastung durch den (stör- und unfallfreien) Betrieb von Atomkraftwerken liegen (PTB 1978, GSF 1980), aber global ein Ausgleich durch die Emission von 14C-freiem CO_2 erfolgt:

In fossilen Brennstoffen liegt der Anteil des radioaktiven Kohlenstoff-Isotops 14C aufgrund der geologischen Bildungszeiträume und der demgegenüber relativ kurzen Halbwertszeit von 14C sehr niedrig. In der Atmosphäre wird jedoch dieses radioaktive Isotop ständig durch die kosmische Höhenstrahlung neu gebildet und belastet mit seiner Strahlung global die Lebewesen. Durch das Verbrennen von 14C-armen fossilen Brennstoffen entsteht CO2, das praktisch kein radioaktiven Isotope enthält und bei der globalen Verteilung in der Atmosphäre zu einer Verdünnung der natürlichen 14C-Konzentration führt. Damit wird die globale Folgedosis durch 14C verringert, wobei die Bilanz der Mehrbelastung durch bei der Kohleverbrennung freigesetzte Radioaktivität und der Entlastung durch die Verdünnung der 14C-Konzentration negativ ist (<IFEU 1983>, <DESANTIS/LONGO 1984>, <BMUR 1988>). Bei einer Nettobetrachtung ergeben sich daher durch die Nutzung fossiler Energien Veringerungen bei der kollektiven Strahlenbelastung[7].

Die Gesundheitsgefährdungen der Beschäftigen sind bei der Förderung, Verarbeitung und Nutzung von Erdöl und Erdgas gegenüber der Kohle (und Uran, vgl. unten) deutlich geringer (HOLDREN 1982+1987, IKE 1987), auch die Unfallgefahren sind - von Explosionen durch ausströmende Gase abgesehen - im Bereich anderer Industriebranchen anzusetzen.

Inwieweit zukünftig Gefährdungen als direkte oder indirekte Folge verstärkter seismischer Aktivitäten im Offshore-Bereich, die bei der Öl- und Gasentnahme auftreten könnten <IGBE 1988>, zu erwarten sind, ist ungeklärt. Durch sekundäre und tertiäre Fördertechniken, bei denen die Reservoire zumindest teilweise wieder verfüllt werden, können sich diese Risiken verringern lassen.

Da zukünftig verstärkt auf diese Techniken zurückgegriffen werden muß (vgl. Kapitel B-3), ist u.E. nicht von einer Erhöhung dieses Gefahrenaspekts auszugehen.

Bedingt durch die zukünftig zumindest anteilmäßig steigenden Fördermengen aus dem offshore-Bereich wird jedoch die Unfallgefahr gegenüber der Onshore-Förderung durch ungünstigere Wetterverhältnisse sowie die erschwerten Bedingungen für Wartung und Katastrophenhilfe zunehmen. Ob dies durch verbesserte technische Sicherungsmaßnahmen kompensiert werden kann, ist offen <CEC 1983>.

Gesundheits- und Unfallgefahren sind wegen der Explosibilität von Erdgas auch bei den Prozeßstufen Transport (Pipelines), Speicherung (Drucktanks, Salzkavernen) und Nutzung (Hausanschlüsse) durch Leckagen möglich. Im Zuge des Einsatzes von leckarmen Verteilsystemen, Rückschlagsicherungen in der Unterverteilung und bei Übergabestellen sowie der besseren Verfügbarkeit von Leitungsplänen (z.B. durch digitalisierte Kartenwerke) wird dieses Gefahrenpotential reduziert weren können.

---

6 Dieser Aspekt wird im GEMIS-Projekt nicht quantitativ berücksichtigt.

7 Durch das freigesetzte CO2 werden aber andere Umweltwirkungen verursacht, vgl. Kapitel E-2.

Durch in Erdgas und Erdöl enthaltene Radionuklide (insb. Edelgase) ist beim heutigen Kenntnisstand zumindest für die BRD keine signifikante Gesundheitsgefährdung der Beschäftigten im Bereich Förder-/Aufbereitung sowie der Nutzer zu erwarten (BMUR 1988, PTB 1985).

Primärenergie Uran

Die Gesundheitsgefahren bei der Gewinnung und Nutzung von Uran sind in erster Linie durch die Freisetzung von Radioaktivität bedingt. Bei der Förderung von Uran im Tief- und Tagebau werden die Beschäftigten Radon-Gas und Folgeprodukten ausgesetzt, wobei sich diese Exposition zwar mindern, aber nicht verhindern läßt. Auch bei den anderen Stufen der Prozeßkette Uranmine -> Atomkraftwerk sind Beschäftigte radioaktiver Niedrigstrahlung ausgesetzt. Entsprechend des heutigen internationalen Diskussionsstandes kann von keinem Schwellenwert für die meisten Gesundheitsfolgen (insbesondere Krebs) ausgegangen werden[8].

Klassische Unfallgefahren treten bei der Förderung von Uran im Tiefbau in geringerem Umfang auf als beim Kohlebergbau, da die Uranminen wesentlich weniger durch Schlagwetter (explosive CO/CH4/O2-Gemische) gefährdet sind. Auch bei der Verarbeitung von Uran entlang der Prozeßkette treten zwar typische Unfallgefahren auf, die jedoch wegen der Sicherheitsvorkehrungen in Bezug auf Freisetzung von radioaktivem Material eher geringer sind als in anderen Industriebranchen.

Auf einen u.E. wesentlichen, aber anders gelagerten Risikoaspekt der Urannutzung wird noch einzugehen sein (vgl. Abschnitt 4.2.5).

Erneuerbare Energien

Die Nutzung von regenerativen Energien führt beim Betrieb in der Regel zu keinen signifikanten Auswirkungen auf Risiken für die Gesundheit oder Beschäftigte (zur Herstellung vergl. Kapitel 5.2.5). Die Unfallgefahren bei Installation und Wartung von Energiewandlern auf exponierten Standorten (z.B. Dächern) kann im Zuge des (bei einer breiten Einführung zu erwartenden) Einsatzes von geschultem Fachpersonal in branchenüblichen Grenzen gehalten werden, für die Energienutzer ergeben sich ebenfalls keine signifikanten Gefahren. Durch Materialversagen bedingte Unfälle (z.B. Rotorbruch bei Windkraftanlagen) haben bestenfalls lokale Bedeutung <OECD 1988> und können durch Standortwahl und geeignete Techniken stark reduziert werden <MEDSKER 1982>.

Eine Ausnahme hiervon bildet die "Ernte" von Biomasse, insbesondere Restholz, da hierbei ein hoher Anteil von menschlicher Arbeitskraft unter unfallträchtigen Randbedingungen (Seilzug zum Rücken, Sägewerkzeuge) einzusetzen ist.

Wird dieses Gefährdungspotential durch den Einsatz von Großerntemaschinen reduziert, kann sich an vielen Standorten die forstökologische Problematik des Erntevorgangs erheblich verschärfen, da dann Bodenverdichtung, Aufriß der Humusauflage und Rindenverletzungen besonders bei Jungpflanzen auftreten können <KWF 1985>. Eine Bewertung dieses Gegensatzes kann nur für reale Standortbedingungen erfolgen.

---

8 Dabei ist anzumerken, das die gesundheitliche Folgen von Niedrigstrahlung umso schwerer eingeschätzt werden, je jünger die wissenschaftlichen Erkenntisse sind. Als Beispiel hierzu kann die Erhöhung der Dosisfaktoren für Gammastrahlung gelten, die aufgrund einer Revision des Rechenmodells für die Belastung der Opfer der Atombombenexplosionen in Hiroshima und Nagasaki erfolgte.

Der bei der Lagerung von Biomasse (insbesondere Holz-Hackschnitzeln) möglichen Gesundheitsgefährdung durch Pilz- bzw. Sporenbildung mit der Folge von allergenen Reaktionen kann durch verfügbare Lagertechniken (Einstellung der Parameter Temperatur, Feuchte) begegnet werden.

Rationelle Energienutzung

Einsparung von Energie durch effizientere Nutzung hat nach unserer Kenntnis keine signifikanten direkten Auswirkungen auf die menschliche Gesundheit.

Eine amerikanische Untersuchung, die die Umweltauswirkungen von Maßnahmen zur rationellen Energienutzung analysierte <NERO 1988>, zeigte als wesentliche Aspekte allein unter dem Stichwort "indoor-air-pollution" mögliche indirekte Gesundheitsfolgen durch besser abgedichtete Häuser und Wohnungen sowie durch Emissionen von Schadstoffen aus innenliegenden Wärmedämm-Materialien.

Die aus der besseren Abdichtung resultierende Verminderung der Luftwechselrate kann bei gleichbleibender Zufuhr von Schadstoffen (Aldehyde, Radon, PCP usw.) aus gebäudeinternen Quellen zu einer erhöhten Belastung der Bewohner führen und damit gesundheitliche Gefährdungen auslösen <SRU 1987>.

Die Diskussion dieses Aspekt hat in den letzten Jahren aber gezeigt, daß einerseits schon aus wohnhygienischen und bauphysikalischen Gründen (Feuchtegehalt) die Aufrechterhaltung einer Mindest-Luftwechselrate durch kontrollierte (aktive oder passive) Lüftung erforderlich ist und daher bei fachgerechter Planung und Ausführung wärmeverlustreduzierende Maßnahmen zumindest die Luftqualität in Innenräumen nicht verschlechtern, sondern sogar verbessern können <FEIST 1986>. Diese Aussage gilt auch im Hinblick auf die Innenraumbelastung durch Radon und Tochternuklide, die in den USA diskutiert wird (EPA 1987+88a+b, NAZAROFF/NERO 1988, MAKOFSKE/EDELSTEIN 1988).

Andererseits ist die Belastung durch interne Schadstoffquellen unabhängig von der Frage zu reduzieren, ob ein Gebäude wärmegedämmt wurde oder nicht <SRU 1987>, um die gesundheitlichen Folgen von Reizgasen usw. zu minimieren. Hierzu kommt vor allem die Minderung an der Quelle in Frage, d.h. die Vermeidung von schadstoffbelasteten Materialien (Textilien, Kleber etc.) oder Bildungsprozessen (z.B. offene Feuerstätte ohne Abzug).

Diese Vermeidung betrifft auch die Wahl von Dämmaterialien für innen, da diese auch ohne schädliche Inhaltsstoffe (wie Formaldehyd) verfügbar sind. Im amerikanischen Nordwesten sind mittlerweile solche Materialien vorgeschrieben, wenn Wärmedämmprogramme durchgeführt werden <BPA 1988>. Durch Vorbedingungen (vgl. Kapitel 5) kann somit diesem Aspekt begegnet werden.

4.2.4 Mikroökologie

Ebenfalls nur qualitativ können die Gefährdung von Tier- und Pflanzenarten behandelt werden, wobei wir im folgenden allgemeiner von Auswirkungen auf die Mikroökologie" sprechen. Für diese Aspekte ist eine starke Standort-Abhängigkeit gegeben, die generelle Vergleiche erschwert. Hier sind Konsequenzen für die Bewertung dieser Aspekte zu ziehen (vgl. Kapitel 5).

Fossile Primärenergien

Bei fossilen Energien beruhen die Beeinträchtigungen der Tier- und Pflanzenwelt vor allem auf der drastischen Veränderungen natürlicher Flächen (bei der Energiegewinnung), in geringem Maße auch auf Flächenverbräuchen bei der Reststoffentsorgung und zusätzlich auftretenden Gewässerbelastungen <PLAZA 1983>.

Obwohl vorausgesetzt wird, daß Flächen, die direkt dem Biotopschutz unterstehen, von einer Nutzung ausgeschlossen werden (vgl. Kapitel 5), verbleiben zumindest unter mitteleuropäischen Verhältnissen eine ganze Reihe von Problemen, die

- mit großflächigen Veränderung der Wasserregimes,
- der Entfernung der Vegetationsschicht und
- dem Aufbau von Barrieren, die Wanderungsbewegungen verhindern

verbunden sind.

Allerdings ist umstritten, ob irreversible Veränderungen in Gang gesetzt werden, oder ob durch spätere Rekultivierungsmaßnahmen (der die Flächen mit ca. 10 -15 Jahren zeitlicher Verzögerungen zugeführt werden) der ursprüngliche Lebensraum für Tier -und Pflanzenwelt wieder hergestellt werden kann <BRENNER 1984>, oder ob nicht sogar - wie von verschiedener Seite eingewandt - die Lebensbedingungen durch eine Steigerung der Vielfalt an Biotop-Typen (z.B. durch Vergrößerung von Wasserflächen) verbessert werden <SCHMEISKY 1988>.

Dagegen ist unumstritten, daß z.B. vergrößerte Salzlasten und die Belastung durch Schwermetalle zu einer Veränderung der Gewässerpopulationen führen können.

Ob dies allerdings zu einer Gefährdung von Populationen führt, die über eine rein lokale Bedeutung hinausreicht, scheint zumindest fraglich zu sein, wobei auch hier noch einmal darauf hingewiesen werden muß, daß die Einhaltung von Vorgaben des Naturschutzes bei Bau und Betrieb von Energiesystemen vorausgesetzt wird.

Stein- und Braunkohle

Bei der Förderung von Stein- und Braunkohle sind mikroökologische Auswirkungen einerseits direkt durch die (temporäre) Entfernung der oberen Bodenschicht zu erwarten, wenn die Lagerstätten in entsprechenden Lebensräumen liegen (<WALI 1979>, <PLAZA 1983>).

Andererseits ergeben sich auch indirekte Wirkungen durch die zur Förderung in Tief- und Tagebau notwendige Absenkung des Grundwasserspiegels, die je nach hydrogeologischer Situation drastische Ausmaße annehmen kann <EULER 1984>, sowie durch die Lagerung von Taubgestein auf Halden, die neben der Flächeninanspruchnahme auch sulfat- und schwermetallhaltige Sickerwässer Umweltbelastung bewirken können <CHADWICK/HIGHTON/LINDMAN 1987>. Auch Spreng- und Maschinenlärm kann empfindliche Tierarten stören <PLAZA 1983>.

Beim Transport von Kohle dagegen sind Auswirkungen auf Tier- und Pflanzenwelt mit Ausnahme der Flächeninanspruchnahme durch ggf. notwendige eigene Hafen- und Lageranlagen nicht gegeben. Die genannten Wirkungen können durch Standortwahl und Minderungsmaßnahmen (z.B. Schutzbepflanzungen) reduziert werden.

Erdöl und Erdgas

Die direkte Gefährdung von Tier- und Pflanzenrten bei Öl -und Gasförderung an Land (onshore) ist je nach Standort gegenüber der Kohleförderung eher als gering zu bezeichnen, zu beachten sind vor allem Bohrlärm. Indirekte Auswirkungen der Förderung dagegen, vor allem die Freisetzung von Schadstoffen in Boden und Grundwasser ist ernst zu nehmen <FAIRCHILD/CANTER 1984>.

In Verbindung mit dem Unfallrisiko durch Brand und Explosionen können je nach Größe und Lage der Förderfelder erhebliche Aswirkungen auf benachbarte Lebensräume auftreten <PLAZA 1983>.

Da in Zukunft der Förderanteil von Erdgas- und Erdöl aus Offshore-Feldern zunehmen wird, sind auch die damit verbundenen Auswirkungen zu beachten. Durch die o.g. höhere Unfallgefahr auf dem Meer und den hier ungünstigeren Möglichkeiten zur Schadensbekämpfung ergibt sich auch ein höheres Gefährdungspotential für (aquatische) Tier- und Pflanzenarten <BOLZE 1986>. Vor allem die Freisetzung von schweren Kohlenwasserstoffen und Bohrschlämmen sind dabei problematisch[9]. Hinzu kommen Ableitungen von verunreinigtem Lagerstättenwasser, die eine Vielzahl von Schadstoffen enthalten <MENZIE 1982>.

Zukünftig werden sich diese Umweltprobleme der Offshore-Förderung noch verstärken, da wegen der mittelfristigen Erschöpfung der heute erschlossenen Lagerstätten zunehmen auch in solchen Gebieten Exploration betrieben wird, die aufgrund der ungünstigeren Umweltbedingungen schwerer zu erschließen sind. Vorrangig sind dies Gebiete in der Arktis, Antarktis und Sibirien. In der Bundesrepublik ist hiervon insbesondere das Wattenmeer betroffen. Die dortigen Umweltbedingungen erschweren nicht nur die Exploration und Förderung, sondern beeinflussen auch die Stabilität der Lebensgemeinschaften. Unter Permafrost-Einfluß, geringer Sonneneinstrahlung und nährstoffarmen Gewässern leben Tiere und Pflanzen, die als Gemeinschaft bzw. Population sowohl gegenüber Stress (z.B. Lärm) wie auch gegenüber Schadstoffexposition empfindlicher reagieren als Biozönosen in anderen Regionen (für das Beispiel Alaska vgl. <BOLZE 1987>, <HANSEN 1985>). Eine kürzlich veröffentlichte Untersuchung über die Umweltsituation in den schon heute erschlossenen "Brückenköpfen" zukünftiger Ölförderung im nördlichen Alaska zeigte, daß schon jetzt schwerwiegende Auswirkungen auf die Tier- und Pflanzenwelt zu verzeichnen sind <NRDC 1988>.

Neben diesen Problemen der Förderung sind vergleichbar schwerwiegende Auswirkungen durch den Transport vor allem von Erdöl über die Weltmeere zu beachten <LEVY 1984>. Die Unfallgefahr bei Tankern[10] ist weder zu vernachlässigen, noch stehen ausreichende Techniken zur Schadensbekämpfung auf See zur Verfügung.

Diese Problematik wird sich im Zuge der o.g. Erschließung von Förderfeldern in Permafrost-Regionen sowohl unter dem Aspekt der Eintritthäufigkeit (wegen längerer Routen) als auch unter Wirkungsaspekten für das aquatische Leben (wegen der höheren Empfindlichkeit) noch verschärfen.

---

9 vgl. die Beiträge in <BOESCH/RABALAIS 1987> sowie <PETRAZZUOLO ET AL 1985>.

10 Dies wird in Kapitel D-2.5 als Sonderaspekt noch ausgeführt.

Primärenergie Uran

Im Hinblick auf nukleare Primärenergiegewinnung ist u.E. sicher, daß zumindest beim Uranbergbau erhebliche Eingriffe in den Naturhaushalt stattfinden <PLAZA 1983>, die qualitativ denen des Kohlebergbaus gleichen (<OECD 1986>, <USBACK 1985>). Hinzu kommt, daß erhebliche Abraummengen auftreten <EPA 1985> sowie die anfallenden schwachradioaktiven Reststoffmengen (in der gesamten Prozeßkette) wesentlich größer sind, als dies oft mit Verweis auf die relativ geringen Mengen an hochaktivem Atommüll behauptet wird[11].

Weiterhin muß u.E. davon ausgegangen werden, daß sich die Rekultivierung wegen der umfangreichen schwachradioaktiven Abraum- und Rückstandsmaterialien (aus Förderung, Konversion, Anreicherung) schwieriger gestaltet als bei den fossilen Energien, da die Salzbelastung der Haldensickerwässer in der Regel höher liegt.

Damit dürfte sicher sein, daß über weitaus längere Zeiträume die betreffenden Flächen einer natürlichen Nutzung entzogen sind. Inwieweit damit ein Beitrag zur Gefährdung von Tier -und Pflanzenarten gesehen werden kann, ist aufgrund der spärlichen Fallstudien nicht zu entscheiden.

Erneuerbare Energien

Bei den regenerativen Energiesystemen sind - mit Ausnahme der Wasserkraft und der Biomassenutzung - keine größeren Probleme im Hinblick auf Tier- und Pflanzenwelt zu beachten unter der Voraussetzung (vgl. Kapitel E-1.2), daß im Zuge der Nutzung gewisse Umweltstandards eingehalten werden <MEDSKER 1982>.

Solarenergie

Die direkte und indirekte Nutzung von Solarenergie zur Bereitstellung von Wärme oder Elektrizität kann während der Konstruktions- und Bauphase der Energiewandler sowie bei erforderlichen Wartungsarbeiten zu Störungen von sensiblen Tierarten führen, wenn die Anlagen in entsprechenden Regionen errichtet werden.

Durch vorsichtige Standortwahl und Wartungszyklen lassen sich diese Aspekte aber minimieren.

Schließlich ist für alle Solarenergiewandler, die auf schon überbauten Flächen (Dächern) errichtet werden, wegen des Fehlens von Emissionen aller Art im Normalbetrieb eine Gefährdung von Lebewesen auszuschließen <OECD 1988>.

---

[11] Je Reaktor-Betriebsjahr sind immerhin schwachaktive Reststoffvolumina in der Größenordnung von 105 m3 zu erwarten, gegenüber Werten in der Größenordnung von einigen 100 m3 für mittelaktiven und einigen 10 m3 für hochaktiven Atommüll <HOLDREN 1987>.

Windkraft

Die Windenergienutzung führt wegen des Fehlens von direkten Schadstoffemissionen und der relativ geringen Flächeninanspruchnahme beim Anlagenbetrieb zu keiner erkennbaren Gefährdung von Tier- und Planzenarten. Eine Ausnahme hiervon bildet die Lärmemission, die aber bei sachgerechter Anlagenkonstruktion in einigem Abstand zum Windenergiekonverter vom Hintergrundrauschen (environmental noise) überdeckt wird (<IEA 1980>, <KFA 1984>). Die von manchen Autoren angeführte Gefährdung von Insekten oder größeren Flugtieren durch Rotorschlag konnte bislang nicht nachgewiesen werden (<KFA 1984>, <KAISER 1983>) und stellt potentiell auch nur dann eine Gefahr dar, wenn die Anlage(n) in direkten Wanderwegen oder -zonen liegen. Dies kann bei Neuanlagen durch Standort-Voraussetzungen (vgl. Kapitel E-1.2) verhindert werden.

Wie bei der Solarenergienutzung können während der Konstruktions- und Bauphase der Windkonverter sowie bei Wartungsarbeiten Störungen von empfindlichen Tierpopulationen in der direkten Nachbarschaft nicht ausgeschlossen werden.

Diese Eingriffe sind jedoch einerseits wiederum durch Standortwahl, Auswahl geeigneter Techniken und Wartungszyklen den biotischen Erfordernissen anpaßbar, andererseits sind die Effekte selbst bei größeren Windparks nach den vorliegenden Erkenntnissen nicht geeignet, empfindliche Populationen zu gefährden, sondern entfalten nur lokale Wirkungen <OECD 1988>.

Wasserkraft

Die Wasserkraftnutzung kann sich bei bestimmten Tierarten durch die Unterbrechung von Wanderbewegungen fatal auf deren Regenerationsfähigkeit auswirken, wobei weniger größere Fische betroffen sind (für die Passagemöglichkeiten getroffen werden können) als vielmehr Kleinstlebewesen, die nicht ohne weiteres Stau- und Maschinenanlagen überwinden können <BONESS 1989>.

Es ist allerdings darauf hinzuweisen, daß diese Problematik in jüngerer Zeit auch von der Wasserwirtschaft anerkannt und heute sehr viel mehr Wert auf eine ökologisch verträgliche Gestaltung der Wasserläufe gelegt wird <BLW 1989>. Neuere Untersuchungen belegen, daß durch wasserbauliche Maßnahmen (z.B. größere Rauhigkeit der Sohle) auch für Kleinstlebewesen bessere Lebensmöglichkeiten geschaffen werden können, und haben bereits Eingang in die Genehmigungspraxis gefunden <RUPP/WEBEL 1988>.

Biomasse

Großflächige Biomassenutzung kann, wie jegliche andere land -und forstwirtschaftliche Monokultur auch, zu einer erheblichen Veränderung der Artenzusammensetzung auf den Arealen führen, wobei noch umstritten ist, ob hiermit irreversible Veränderungen in Gang gesetzt werden (<BFLR 1984>, <SRU 1985>). Das Problem kann als prinzipielles angesehen werden und ist nicht durch Restriktionen zu umgehen, die fordern, nur vertretbare Mengen an Biomasse den Kreisläufen zu entnehmen (vgl. Kapitel E-1.2).

Bei der im Rahmen des GEMIS-Projekts unterstellten Nutzung von Rest-Biomassen (also keine Energieplantagen) sind die möglichen Auswirkungen der Biomasseproduktion dem vorrangigen Produktionsziel zuzuordnen, also i.d.R. der Bereitstellung von Nahrungsmittel oder Rohstoffen, sodaß zumindest der energetischen Nutzung keine Gefährdung von Tierarten zuzurechnen ist.

Rationelle Energienutzung

Aus den vorliegenden Studien und eigenen Kenntnissen sind hinsichtlich der Gefährdung von Tier- und Pflanzenarten keine Wirkungen von Maßnahmen zur rationellen Energienutzung bekannt.

4.2.5 Qualitative Sonderaspekte

Neben den vorstehend diskutierten generellen qualitativen Umweltaspekten wurden im Rahmen des GEMIS-Projekts auch qualtitative Umweltaspekte betrachtet, die nicht systematisch bei allen Primärenergien auftreten.

Sowohl die quantitativ betrachteten wie auch die generellen qualitativen Umweltaspekte dienen zur vergleichenden Analyse und Bewertung von Energiesystemen unter ökologischen Gesichtspunkten (vgl. Kapitel 5.1.2). Hinsichtlich der qualitativen Umweltaspekte gibt es jedoch weitere, die sich einer komparativen Bewertung entziehen, da sie mit spezifisch mit einzelnen Energien verbunden sind.

Um diese "unvergleichbaren" Umweltaspekte nicht zu vernachlässigen, wurden sie als sogenannter Sonderaspekt klassifiziert und im qualitativen Teil von GEMIS berücksichtigt.

Fossile Primärenergien

Stein- und Braunkohle erhalten den Hinweis auf die Halogenfreisetzung, da diese Schadstoffe bei den anderen Primärenergieträgern praktisch nicht auftreten.

Beim Erdöl ist die Gefährdung der Umwelt durch Freisetzungen von Kohlenwasserstoffen - vor allem in die Weltmeere - als besonderer Umweltaspekt zu nennen. Dies wird einerseits durch die chronische Freisetzung über "oil spills" bei der Förderung und bei der Erschließung der Ölfelder vermittelt <BOESCH/RABALAIS 1987>. Als schwerwiegender - und daher u.E. herauszustellen - ist aber der regelmäßige Transport von Erdöl bzw. Folgeprodukten über Wasserwege einzuschätzen, der - wie mit den Unfällen der letzten Monaten vor Augen geführt wurde - ein besonderes Gefahrenmoment für die (maritime) Umwelt birgt, sodaß als Sonderaspekt Tankerunfälle anzusehen sind. Bei den gesamten vorgelagerten Prozessen der Gaskette (Förderung, Transport und Lagerung) führen die leichte Entzündbarkeit von Erdgas und das Druckgefälle gegenüber der Umgebung zu einer vergleichsweise hohen Explosionsgefahr, die bei anderen Primärenergien nicht gegeben ist. Die Explosionsgefahr wird daher von uns als Sonderaspekt des Erdgases aufgeführt.

Primärenergie Uran

Über die in Kapitel 4.2.3 diskutierten klassischen Unfallrisiken für Beschäftigte liegt das eigentliche Risiko bei der Primärenergie Uran - neben der Problematik der Niedrigstrahlung - in der Freisetzung und damit biologischen Verfügbarkeit von radioaktivem Material durch Unfälle, bei denen vorhandene Barrieren versagen <SRU 1981>. Dieses Risiko ist für die gesamte Prozeßkette gegeben, reicht also vom Schlammdeponien bei Minen und Konversionsanlagen <PLAZA 1983> über Anreicherung, Brennelementfertigung und Reaktorbetrieb <ÖKO-INSTITUT 1983> bis zur ggf. erfolgenden Wiederaufarbeitung und Zwischen- bzw. "End"lagerung <ÖKO-INSTITUT 1989a>.

Für die Unfallrisiken des Reaktorbetriebs zeigt eine Untersuchung <GRS 1989>, daß die Häufigkeit eines Kernschmelzunfalls zwar in der Größenordnung von 3*10-5 je Reaktorbetriebsjahr liegen könnte[12], wenn über technische Sicherungen hinaus Eingriffe in das Unfallgeschehen gelängen[13]. Dieselbe Studie belegt aber, daß "unbeherrschte" Kernschmelzunfälle entgegen bisheriger offizieller Annahmen zu einer schnellen und massiven Radioaktivitätsfreisetzung führen und bestätigen damit entsprechende Befürchtungen <ÖKO-INSTITUT 1989b>.

Diese Problematik führt u.E. dazu, daß unbeachtlich der Wahrscheinlichkeit die Auswirkungen eines Kernschmelz-Unfalls (Super-GAU) im Vergleich zu Unfallabläufen bei anderen Energieformen so extrem sind <SRU 1981>, daß ein Verrechnen dieser Folgen durch Multiplikation mit (umstrittenen) geringen Häufigkeiten zwar zu niedrigen Risikowerten führt, damit aber das Problem eher verschleiert als bewertbar macht <HOLDREN 1982+1987>.

Beim Uran ist somit das besondere Gefährdungspotential durch die Freisetzung großer Mengen von Radioaktivität durch Unfälle in Atomkraftwerken als Sonderaspekt zu nennen, d.h. die Möglichkeit zum Super-GAU.

Erneuerbare Energien

Im Gegensatz zu den vorstehend diskutierten Primärenergien weisen die Regenerativen ein sehr unterschiedliches Spektrum von qualitativen Sonderaspekten auf.

Solarenergie

Neben den über die Flächen-Inanspruchnahme vermittelten Umweltaspekten sind bei solargestützten Energiesystemen wegen der relativ geringen Energiedichte je Wandler als besonderer qualitativer Aspekt die mit der Herstellung und Montage/ Wartung der Solarsysteme verbundenen Umwelteffekte relevant.

Diese lassen sich einerseits durch den Energieaufwand und die damit verbundenen Emissionen charakterisieren (vgl. Kapitel 2.4) und quantifizieren. Andererseits werden aber Gefährdungen der Beschäftigten durch spezielle Materialien (Schwermetalle, Säuren) sowie durch die (Montage- und Wartungs-)Arbeiten an exponierten Stellen ausgelöst, die sich von den Beschäftigungsrisiken bei der Herstellung anderer Energiesysteme unterscheiden.

Hinsichtlich dieses über die Materialintensität vermittelten Umweltaspekts gilt, daß längerfristig im Zuge der breiten Einführung von Solarsystemen sowohl die Herstellungs- und Fertigungstechniken als auch deren Umwelt- und Gefahrenkontrolle soweit verbessert werden, daß sich die Risiken nicht mehr signifikant von anderen Branchen unterscheiden.

---

[12] Dieser Wert wird gegenwärtig von unabhängiger Seite einer kritischen Überprüfung unterzogen, vgl. <ÖKO-INSTITUT 1989c>.

[13] Die Erfolgsquote dieser Eingriffe wird in der GRS-Studie mit 99 % (!) angenommen. Ohne Eingriffe läge die Häufigkeit des Kernschmelzunfalls rd. 100-fach höher als von der GRS angegeben.

Dies gilt insbesondere für die Solarenergienutzung mit Photozellen auf der Basis von Silizium. Hierzu liegen Untersuchungen aus den USA vor, die große Möglichkeiten zum Arbeits- und Umweltschutz bei der Herstellung aller Materialien und Komponenten aufzeigen (<BNL 1980-1985>, <EPA 1982>, <JPL 1983>). Auch eine Studie über die erwartbaren europäischen Produktionsverhältnisse für Solarzellen kommt zu einem entsprechenden Ergebnis <STARR/PALZ 1987>.

Wenngleich solche Arbeiten zeigen, daß die mit der Materialintensität verbundenen Umwelt- und Gefährdungsaspekte auf ein in der Industrie übliches Maß reduziert werden können, bleibt doch die tatsächliche Einordnung dieses Sonderaspekts den Entscheidern vor dem Hintergrund der konkreten Anlagen- oder Nutzungskonzeption zu überlassen, da allein aus der Möglichkeit einer Risikominderung keine Schlüsse über Solarsystme im allgemeinen abzuleiten sind. Daher ist u.E. die Materialintensität als Sonderaspekt der Solarenergie aufzuführen.

Windkraft

Als spezieller Umweltaspekte der Windnutzung ist die Beeinträchtigung des Landschaftsbildes zu nennen, wobei dies eine Frage der Ästhetik und weniger der engeren Umweltwirkung darstellt. Schwedische Studien <IEA 1980> sowie andere Arbeiten <KFA 1984> zeigen, daß gegenüber anderen Bauwerken auch Windkonverter in die Landschaft eingepaßt werden können, wobei dies insbesondere für kleinere Windkraftanlagen gilt. Da aus strömungsphysikalischen Gründen Windkraftanlagen in der Regel an landschaftlich exponierten Stellen (Küsten, Hanglagen) errichtet werden, ist die Wirkung auf das Landschaftsbild ein Sonderaspekt der Windenergie. Hier ist aber anzumerken, daß die Landschaftsästhetik im Vergleich zu anderen Umweltaspekten ein anthropozentrisches Kriterium darstellt und nicht zur engeren, physikalisch/biologisch/chemischen Definition von Umwelt zählt.

Wasserkraft

Über die bisher diskutierten Umweltaspekte hinaus sind u.E. keine speziellen Umweltaspekte bei der Wasserkraftnutzung gegeben, sondern vielmehr als Sonderaspekt auf die Problematik der Mehrfachnutzung hinzuweisen, womit ggf. eine Relativierung der der Energiebereitstellung zuzurechnenden Umweltaspekte begründet werden kann.

Biomasse

Als besonderes Element bei (Rest)Holz ist die Problematik des Nährstoffentzugs durch die Ernte zu nennen. Die uns vorliegenden Untersuchungen geben allerdings kein einheitliches Bild über das Ausmaß, daß mit der Entnahme von Biomasse hinsichtlich der Bodenökologie verbunden ist - vielmehr schwanken die Effekte je nach Bodentyp, Ernteverfahren und klimatischen Bedingungen. Generell ist jedoch festzustellen, daß der durch die energiebedingte Biomasseentnahme auftretende Entzug von Nährstoffen bei der Nutzung von Rest-Biomassen dann problematisch wird, wenn solche Pflanzenteile entnommen werden, die spezifisch hohe Anteile an Nährstoffen enthalten. Daher ist die Entnahme von Blättern, Reisig, Rinden, Wurzelwerk und Blütenständen abzulehnen (vgl. Kapitel 5.1.2).

Für die Rest-Strohnutzung kommt zum Nährstoffentzug die Problematik der Bodenbelüftung und -lockerung durch Stroheintrag hinzu. Auch dieser Aspekt ist stark standortabhängig und daher nicht pauschal diskutierbar.

Allgemein ist daher u.E. keine Aussage zur Problematik Nährstoffentzug/Bodenverbesserung möglich, sodaß die möglichen Ausprägungen dieser Umweltaspekte unter den jeweiligen Nutzungsbedingungen diskutiert werden und dann ggf. geeignete Voraussetzungen zur Vermeidung von Beeinträchtigungen (vgl. Kapitel 5..2) getroffen werden müssen.

Bei der Verbrennung biogener Festbrennstoffe (Holz, Stroh) in kleineren Anlagen tritt als spezieller Umweltaspekt die Emission relativ großer Mengen von Kohlenwasserstoffen (darunter kanzerogene Verbindungen) auf, die zu erheblichen Gesundheitsgefahren führen können.

Bei der Nutzung von Gülle/Festmist aus der landwirtschaftlichen Tierhaltung zur Biogaserzeugung ist dagegen als qualitativ positiver Umweltaspekt auf die Verbesserung der Düngerausbringung und die damit verbundene Senkung der Auswaschung von Nitrat sowie auf die Geruchsminderung hinzuweisen. Beide positiven Aspekte sind dann relevant, wenn geeignete Ausbringtechniken sowie klimatisch und dem Planzenwachstum angepaßte Düngerzeitpunkte gewählt werden.

Generell kann es jedoch durch die Zunahme der Gülletransport- und Umladevorgänge bei der Biogaserzeugung zu Geruchsbelästigungen kommen, sodaß diese u.E. einen besonderen - wenn auch nur lokalen - Umweltaspekt des Biogases darstellen.

Rationelle Energienutzung

Unter den in Kapitel 5.1.2 diskutierten Voraussetzungen sind u.E. keine speziellen Umweltaspekte bei der rationellen Energienutzung erkennbar. Bei der Abwärme als Primärenergie ist - wie bei rationeller Energienutzung generell - die Resourcenschonung und damit ein positiver Sonderaspekt anzugeben.

4.3 Literatur zu Kapitel 4

BFLR 1984: Landbewirtschaftung und Umwelt, Informationen zur Raumentwicklung Heft 6/1984, Bonn

BLW 1989: Wasserwirtschaft und Naturhaushalt - Ausleitungsstrecken bei Wasserkraftanlagen, Informationsberichte 1/89, Bayrisches Landesamt für Wasserwirtschaft, München

BNL 1980a: Photovoltaic energy technologies: Health and environmental effects document, Brookhaven National Lab., BNL-51284, Upton

BNL 1980b: Potential environmental problems of photovoltaic energy technology, G.R.Hendrey et al., Brookhaven National Lab., BNL-51431, Upton

BNL 1981a: Examining public and occupational health risks of photovoltaic energy technologies, Brookhaven National Lab., BNL-51467, Upton

BNL 1981b: Assessing occupational health and safety risks of renewable-energy technologies at the national level, Brookhaven National Lab., BNL-30749, Upton

BNL 1983: Costs of controlling emissions from the manufacture of silicon photovoltaic cells using dendritic web technology, Brookhaven National Lab., BNL-51804, Upton

BNL 1984: Overview of risk analysis and its assessment for energy production and use, Brookhaven National Lab, BNL-35463, Upton

BNL 1985: Potential health and safety hazards associated with the production of cadmium telluride, Brookhaven National Lab., BNL-51832, Upton

BOESCH/RABALAIS 1987: Long-term environmental effects of offshore oil and gas development, D.F.Boesch/N.N.Rabalais (eds.), London/New York

BOLZE 1986: The environmental impacts of offshore oil and gas development (Draft), D.A.Bolze, EPAD-Report #31, National Audubon Society, New York

BOLZE 1987: Alaskan wildlife species and habitats that are sensitive to offshore oil and gas development, D.A.Bolze, EPAD-Report #30, National Audubon Society, New York

BONESS 1989: persönl. Mitt. von Dr. Boneß, Regierungspräsidium Kassel, vom Mai 1989

BONKA/KÜPPERS/HORN 1988: Beitrag zur Strahlenexposition durch Anlagen des nuklearen Brennstoffkreislaufs und der konventionellen Energietechnik im Normalbetrieb, Schriftenreihe Reaktorsicherheit und Strahlenschutz, BMU-1988-180, Bonn

BPA 1988: Final environmental impact statement on new energy-efficient homes programs: assessing indoor air quality options, vol. I-III, Bonneville Power Administration, Report DOE/EIS-0127F, Portland

BRENNER 1984: Management strategies and ecological approaches to facilitate reclamation on mined lands, in: CEMP 1984, S. 153-161

CEC 1981: A European atomic energy community report part I: comparative risks from electricity generating systems; part II: risk assessment of energy systems, Commission for the European Communities, EUR 7532 EN, Luxemburg

CEC 1983: Safety and health in the oil and extractive industries - proceedings of an international symposium held in Luxemburg on April 19-20, Commission for the European Communities, EUR 8438 EN, London

CEMP 1984: Environmentally sound development in the energy and mining industries, Centre for Environmental Management and Planning, Aberdeen University, Aberdeen

CHADWICK/HIGHTON/LINDMAN 1987: Environmental impacts of coal mining and utilization, Oxford/New York

DESANTIS/LONGO 1984: Coal energy vs nuclear energy: a comparison of the radiological risks, in: Health Physics vol.46 (1984) no.1, p.73-84

DOE 1983: Energy Technology Characterizations Handbook: Environmental Pollution and Control Factors (3rd ed.), Aerospace Corp., DOE/EP-0093, Washington D.C.

EPA 1981: Potential environmental problems of enhanced oil and gas recovery techniques, R.Beck et al., EPA-600/2-81-149, Environmental Protection Agency, Washington D.C.

EPA 1982: Photovoltaic energy systems: environmental concerns and control needs, P.D.Moskowitz et al., Brookhaven National Lab., EPA-600/7-82-066, Upton

EPA 1983: Potential health and environmental hazards of uranium mine wastes vol.I-III, Office of Radiation Programs, EPA-520/1-83-007, Environmental Protection Agency, Washington D.C.

EPA 1985: Report to Congress - Wastes from the extraction and benefication of metallic ores, phosphate rock, asbestos, overburden from uranium mining, and oil shale, EPA Office of Solid Waste and Emergency Response, EPA/530-SW-85-033, Environmental Protection Agency, Washington D.C.

EPA 1987: Radon reduction in new construction - an interim report, EPA Office of Air and Radiation and Research and Development, OPA-87-009, Environmental Protection Agency, Washington D.C.

EPA 1988a: Radon reduction techniques for detached houses, EPA Office of Research and Development, EPA/625/5-87/019 (rev.edition January 1988), Environmental Protection Agency, Washington D.C.

EPA 1988b: Radon is a national health problem, EPA Office of Air and Radiation and Research and Development, press release dated September 1988 (incl. backround papers), Environmental Protection Agency, Washington D.C.

ERG 1979: Risk of renewable energy sources: a critique of the Inhaber report, Energy and Resources Group, ERG-79-3, University of California, Berkeley

EULER 1984: Umweltverträglichkeit von Energieversorgungskonzepten, Forschungen zur Raumentwicklung Band 12, Bundesforschungsanstalt für Landeskunde und Raumordnung, Bonn

FAIRCHILD/CANTER 1984: Environmental management considerations in land-based petroleum exploration and production, in: CEMP 1984, S.1-20

FEIST 1986: Energie im ÖKO-Haus, Institut Wohnen und Umwelt, Darmstadt

FRITSCHE 1988: Aspects of Environmental Analysis and Energy Planning in the USA, GEMIS-Arbeitspapier AP-REP-6, Darmstadt

FRITZSCHE 1988: Gesundheitsrisiken von Energieversorgungssystemen, Köln

GRS 1989: Deutsche Risikostudie Kernkraftwerke Phase B - Eine zusammenfassende Darstellung, Gesellschaft für Reaktorsicherheit, GRS-72, Köln

GSF 1980: Untersuchungen über die Emission von Radionukliden aus Kohlekraftwerken, Gesellschaft für Strahlen- und Umweltforschung, GSF-S-617, Neuherberg

HANSEN 1985: The potential effects of oil spills and other chemical pollutants on marine mammals occuring in Alaskan waters, OCS Rep-MMS-85-0031, US Department of Interior, Minerals Management Service, Anchorage

HEIN 1987: Umweltaspekte von BHKW, in: VDI-Bericht 630, S.53-84

HOLDREN 1982: Energy Hazards: What to Measure, What to Compare, in: Technology Review, April 1982, p. 33-38 + 74-75

HOLDREN 1987: Global environmental issues related to energy supply: the environmental case for increased efficiency of energy use, in: Energy vol.12 (1987) no.10/11, p. 975-992

IEA 1980: Aesthetic factors and visual effects of large-scale WECS, International Energy Agency/Swedish Board for Energy Source Developent, NE1980:20, Enprofo

IFEU 1980: Vergleichende Abschätzung der Risiken bei der Erzeugung von Strom aus verschiedenen Primärenergieträgern. Vorstudie: Analyse der Inhaber-Studie, Institut für Energie- und Umweltforschung, i.A. des Bundesministers des Inneren, Heidelberg

IFEU 1983: Risikovergleich Kernenergie, Kohle und natürliche Radioaktivität, IFEU-Bericht Nr.24, Heidelberg

IGBE 1988: Perspektiven der Kohleverstromung - Heimische Kohle, Industriegewerkschaft Bergbau und Energie, Bochum

IKE 1987: Perspektiven der Energieversorgung. Materialienband VII, A.Voß (ed.), Institut für Kernenergetik und Energiesysteme, Stuttgart

INHABER 1978: Risk of energy production, Atomic Energy Control Board of Canada, Report AECB-1119, Ottawa (sowie revidierte Fassungen vom Mai und November 1978 sowie November 1979)

JENSCH 1988: Vergleich von Energieversorgungssystemen unterschiedlicher Zentralisierung, W.Jensch, IfE-Schriftenreihe Heft 22, München

JPL 1983: Environmental, health and safety assessment of photovoltaics, E.C.Rose, Jet Propulsion Lab., JPL-Publ-83-88, Pasadena

KAISER 1983: BPA comparative electric generation study, Kaiser engineers, for Bonneville Power Administration, Portland

KALLENBACH/THÖNE 1989: Gesundheitsrisiken der Stomerzeugung, Reihe Energiesysteme/Energiewirtschaft und Umwelt, Köln

KFA 1984: Implementing agreement for co-operation in the development of large scale wind energy conversion systems 11th meeting of experts - general environmental aspects of large scale wind energy utilization, KFA Jülich jül-spez 278, Jülich

KWF 1985: Waldschonende Holzernte, 9.KWF-Fachtagung, Kuratorium für Waldarbeit und Forsttechnik, Groß-Umstadt

LEVY 1984: Oil pollution in the world`s oceans, in: AMBIO vol.13 (1984) p.226-235

LOHFINK 1987: Zur Minderung von Umweltbelastungen beim Leitungstrassenbau nach dem Bundesnaturschutzgesetz, in: Raumforschung und Raumordnung 45 (1987) H. 4, S.168-175

MAKOFSKE/EDELSTEIN 1988: Radon and the environment, W.J.Makofske/ M.R.Edelstein (eds.), Noyes Publ., Park Ridge NJ

MEDSKER 1982: Side effects of renewable energy sources, National Audubon Society Report #15, New York

MENZIE 1982: The environmental implications of offshore oil and gas activities, in: Env.Science & Techn. vol.16 (1982) no.8, p.454A-472A

MIT 1979: Social cost factors and the development of photovoltaic energy systems, Massachusetts Institute of Technology, MIT-EL-79-026, Lexington

MITRE 1979: Environmental Data for Energy Technology Policy Analysis, Vol.1: Summary, prepared for US DOE, McLean VA

MITRE 1981: Health and environmental effects of oil and gas technologies: research needs, MITRE Corp., DOE/HHS/EPA-08, McLean VA

NAZAROFF/NERO 1988: Radon and its decay products in indoor air, W.W.Nazaroff/A.V.Nero jr. (eds.), New York usw.

NERO 1988: Comparison of Environmental Effects of Various Conservation Resources, Nero & Ass., for Bonneville Power Administration, Portland OR

NRDC 1988: Oil in the Arctic: the environmental record of oil development on Alaska`s north slope, Natural Resources Defense Council/Trustees for Alaska

OECD 1983: Environmental effects of energy sources - the OECD COMPASS Project, Paris

OECD 1986: Environmentally favourable energy options and their implementation, OECD Environmental Monographs no.2, Paris

OECD 1988: Environmental aspects of renewable energy sources, OECD, Paris

ÖKO-INSTITUT 1983: Risikountersuchungen zu Leichtwasserreaktoren - Analytische Weiterentwicklung zur "Deutschen Risikostudie Kernkraftwerke", ÖKO-Berichte Nr. 24, Freiburg

ÖKO-INSTITUT 1987: Charakterisierung von Sicherheitsphilosophien in der Kerntechnik, i.A. des Hessischen Ministers für Wirtshaft und Technik, Darmstadt

ÖKO-INSTITUT 1989a: Der Atommüll-Report, B.Fischer et al., Hamburg

ÖKO-INSTITUT 1989b: Erste Beurteilung der Ergebnisse der Phase B der Deutschen Risikostudie Kernkraftwerke, B.Fischer/L.Hahn, i.A. des Ministers für Soziales, Gesundheit und Energie Schleswig-Holstein, Darmstadt

PETRAZZUOLO ET AL 1985: Assessment of environmental fate and effects of discharges from offshore oil and gas operations, EPA-440/4-85/002, NTIS PB86-114964, Springfield

PLAZA 1983: Impacts of energy development on wildlife: a preliminary study, EPAD Report #13 (prerelease copy), National Audubon Society, New York

PTB 1978: Die Emission radioaktiver Stoffe mit der Abluft aus Kern- und Steinkohlekraftwerken - ein Vergleich der Strahlenbelastung, PTB-Bericht Ra-8, Physikalisch-Technische Bundesanstalt, Braunschweig

PTB 1985: Strahlenschutzprobleme bei der Gewinnung und Nutzung von Erdöl und Erdgas in der BRD, PTB-Bericht Ra-17, Braunschweig

RADLER/NACHTNEBEL 1989: Festlegung von Pflichtwasserabflüssen in Österreich, in: BLW 1989, S.19-35

RICCI/ROWE 1985: Health and environmental risk assessment, P.F.Ricci/ M.D.Rowe (eds.), EPRI-EA-4114-SR, New York

RSSG 1983: Risk assessment, Report of a Royal Society Study Group, London

RUPP/WEBEL 1988: Ökologische Auswirkungen von Wasserkraftanlagen auf Fließgewässer, Wasserwirtschaftsamt Freiburg, Manuskript zum Vortrag beim Seminar "Energiewende" am 28.9.1988 in Freiburg

SCHMEISKY 1988: persönl. Mitteilung von Prof.Schmeisky, Fachbereich 20 an der GH Kassel/Witzenhausen, vom April 1988

SRU 1981: Energie und Umwelt, Sachverständigenrat für Umweltfragen, Stuttgart/Mainz

SRU 1985: Umweltprobleme der Landwirtschaft, Stuttgart/Mainz

SRU 1987: Luftverunreinigungen in Innenräumen, Stuttgart/Mainz

SRU 1988: Umweltgutachten 1987, Stuttgart/Mainz

STARKE 1987: Geringere Betriebsfläche durch wenige große Tagebaue, in: Braunkohle 39 (1987), H. 12

STARR/PALZ 1987: Photovoltaischer Strom für Europa - eine Bewertung, Köln

STEGE/BEYEA 1986: Oil and gas resoures on special federal lands: wilderness and wildlife refuges, in: Ann.Rev.Energy vol.11 (2986), S. 143-161

STOY 1987: Stromerzeugung durch Windenergie und Solaranlagen - Machbarkeit, Grenzen, Umwelteinflüsse, in: Kraftwerk und Umwelt 1987, Essen, S.19-28

THÖNE/KALLENBACH 1988: Risikovergleiche für die Stromerzeugung, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen vol.38 (1988) H.10, S.788-794

UNEP 1981: The environmental impacts of production and use of energy, United Nations Environmental Programme, Nairobi

USBACK 1985: Environmental management of uranium mining projects in Australia - a national perspective, in: CEMP 1984, S. 241-248

WALI 1979: Ecology and coal resource development, M.K.Wali (ed.), Vol.I+II, New York/Oxford

WAGNER 1987: Möglichkeiten der Flächeneinsparungen bei Stromleitungen, in: Raumforschung und Raumordnung 45 (1987) H. 4, S.157-167

WINTER/NITSCH 1986: Wasserstoff als Energieträger, Berlin

5 Umweltbewertung

Neben quantitativen und qualitativen Datenfragen über Umweltaspekte stellt sich bei deren Bewertung das Problem, wie diese Aspekte zueinander in Beziehung zu setzen sind. Das folgende Kapitel soll hierzu einige Grundlagen sowie Vorschläge zum Umgang mit der Problematik anbieten (vor allem Kapitel 5.1.2).

Weiterhin werden Grundlagen für die Bewertung verschiedener Wirkungen von Umweltaspekten zusammengestellt, um eine Einordnung und Gewichtung zu unterstützen (Kapitel 5.2).

Dabei wird für die qualitativ zu behandelnden Bereiche Flächenanspruch, Reststoffe, Risiko und Mikroökologie eine primärenergie-spezifische Gewichtung vorgenommen, die in einem Bewertungsbild für einzelne Szenarien zusammenfließt.

Dieses Bewertungsbild soll - in Ergänzung zu den quantitativen Ergebnissen - für die Diskussion der einzelnen Szenarien und zur Unterstützung der Entscheidungsfindung unter Umweltgesichtspunkten herangezogen werden.

Darüber hinaus wird ein Hilfsmittel zur Interpretation von Umweltaspekten aus ökonomischer Sicht entwickelt (vgl. Abschnitt 5.3).

Es sei ausdrücklich darauf hingewiesen, daß neben den quantitativen Anlagendatensätzen, die als Kern der GEMIS-Analyse angesehen werden können und als solche möglichst objektiv abgeleitet wurden, die in diesem Kapitel diskutierten Gewichtungen und Bewertungsaspekte einen zweiten Wertebereich aufspannen, der notwendigerweise durch subjektive Setzungen und umweltpolitische Vorstellungen der Autoren geprägt wird (vgl. Kapitel 5.1).

Die von uns angegebenen Gewichtungen beruhen auf unseren Standpunkten und sollten im Gegensatz zu den "harten" Datensätzen durchaus ad-hoc nutzerspezifisch verändert und modifiziert werden, um zu überprüfen, inwieweit unterschiedliche Annahmen und Präferenzen die Beurteilung aus Umweltsicht beeinflussen können. Wichtig ist dabei jedoch, daß die geänderte Parametersetzung offengelegt wird.

5.1 Methodische Fragen der Umweltbewertung

Im Rahmen des GEMIS-Projekts wurden Grundfragen zum Umgang mit vergleichenden Aussagen zu Umweltaspekten aufgearbeitet und kritisch diskutiert.

Neben der Frage, wie verschiedene Umweltaspekte aufeinander zu beziehen sind, steht dabei die Bewertung dieser Aspekte im Zusammenhang mit Energieplanungen im Vordergrund des Interesses.

5.1.1 Aggregation und Gewichtung

Die in einigen Studien z.T. versuchte Aggregation verschiedener Umweltaspekte zu dimensionslosen Bewertungszahlen oder ähnlichen Kenngrößen wurde schon im Abschnitt A-2 kritisch diskutiert.

Nach unserer Meinung ist die Nicht-Aggregation der Emissionen und anderer Umweltaspekte die dem heutigen Kenntnisstand angemessene Methode.

Die Gewichtung der unterschiedlichen Schadstoffe ist u.E. in erster Linie Sache des Entscheiders (so auch <FÜRBÖCK 1987>), während die Bearbeiter von Umweltanalysen nur Interpretationshilfen geben sollten.

Zur Unterstützung der Meinungsbildung sind Informationen über die Wirkungsweise und Bedeutung von Schadstoffe anzubieten (vgl. Kapitel E-2).

Als weitere Unterstützung sind Sensitivitätsanalysen anzusehen, mit deren Hilfe den Entscheidern robuste Lösungen angeboten werden können, also solche, die mehreren Zielen oder auch verschiedenen Gewichtungen entsprechen (Kapitel E-1.2). Nur damit läßt sich mit dem wissenschaftlich unlösbaren "apples and oranges"-Problem umgehen <HOLDREN 1982>.

5.1.2 Bewertung und Entscheidung

Die Bewertung von Umweltaspekten kann nicht wissenschaftlich abgesichert erfolgen, sondern beruht wesentlich auf subjektiven bzw. umweltpolitischen Wertungen (<AURA 1983>, <FÜRBOCK 1987>, <HOLDREN 1982>). Es kommt demnach eine gesellschaftliche rsp. politische Dimension ins Spiel.

Daher darf eine Bewertung nur insoweit erfolgen, wie die subjektive Komponente der Bewertung offengelegt wird. Wird dies nicht beachtet, sondern auf die "Macht der Zahlen" verwiesen, liegen Konfusionen über Aussagekraft und Bedeutung von Umweltanalysen nahe:

> "Analysts may confuse things that are countable with the things that count." <HOLDREN 1982>.

Dennoch bleiben Fragen, die wissenschaftlicher Methodik zugänglich sind:

- welche Voraussetzungen erleichtern eine Entscheidung ?
- welchen Entscheidungsspielraum gibt es ?

Vorbedingungen als Hilfe zur Entscheidungsfindung

Die erste Fragestellung zielt darauf ab, durch Festlegung von geeigneten Vorbedingungen die Vielfalt der Umweltprobleme zu reduzieren und so die Entscheidung zu erleichtern.

Die Idee ist hierbei, nicht etwa Aspekte zu ignorieren, sondern bestimmte Umweltaspekte durch Vorgabe von Minderungsmaßnahmen oder Nutzungsbeschränkungen soweit zu reduzieren, daß sie nicht mehr entscheidungsrelevant sind.

Dies bietet sich vor allem für qualitative Umweltaspekte der regenerativen Energien sowie der Energieeinsparung an <MEDSKER 1982>:

- Bei der Biomasse-Gewinnung dürfen nur Flächen ohne Erosionsgefahr und (Grund)Wasserprobleme genutzt werden. Weiterhin ist der Biomasse-Entzug auf die Menge zu begrenzen, die das jeweilige Ökosystem ohne nachhaltigen Nährstoffverlust anbietet.
- Solaranlagen (thermisch und elektrisch) sind vorrangig auf schon genutzten Flächen (z.B. Dächer) zu installieren. Andere Standorte dürfen nicht zu Gefährdungen der Tier- oder Pflanzenwelt führen, sondern sollten so gestaltet werden, daß sich neue Lebensräume und Biotope ergeben.

- Als Standorte für Windkraftsysteme kommen erosionsgefährdete Flächen nicht in Frage, sofern nicht im Zuge des Anlagenbaus Sicherungsmaßnahmen ergriffen werden. Visuelle Beeinträchtigungen (Landschaftsbild) sowie Lärm sind durch Anlagenauslegung und Standortwahl zu minimieren.
- Für Laufwasserkraftwerke haben Maßnahmen zur Verbesserung bestehender Anlagen Priorität, gefolgt von der Reaktivierung/Sanierung stillgelegter Werke mit vorhandenen Bauwerken. Bei der Sanierung sowie bei Neubauten sind Restwassermengen nach ökologischen Erfordernissen festzulegen, wobei Maßnahmen zur Verbesserung von Ausleitungsstrecken und Muttergewässern durch Gestaltung von Uferzone und Sohle einzubeziehen sind.
  Standorte für Neuanlagen können in Negativ- oder Positiv-Plänen im Rahmen der Gewässerentwicklungsplanung ausgewiesen werden, um ökologisch sensible Gebiete von einer Nutzung auszuschließen.
- Wärmedämm-Maßnahmen sind so durchzuführen, daß Nachteile für Bewohner oder Gebäude (Reduzierung der Luftwechselrate, Feuchte-Kondensation im Mauerwerk) vermieden werden.
- Umweltrelevante Einsatzstoffe für stromsparende Geräte (z.B. FCKW-Kältemittel in Kühlschränken, Quecksilber in elektronischen Leuchtstoff-Lampen) sind entweder zu vermeiden oder zu rezyklieren, Materialien für Maßnahmen zur rationellen Energienutzung dürfen keine Gefährdung der Nutzer (z.B. Asbest, PU-Schäume) hervorrufen.

Durch diese Vorbedingungen und Minderungsmaßnahmen wird zwar das technisch-wirtschaftliche Potential der Ressourcen reduziert, dafür kann aber das verbleibende Potential als "umweltfreundlich" im Vergleich zu anderen Energieoptionen bewertet werden. Durch die Ausklammerung wird erreicht, wichtige qualitative Aspekte aus der Bewertung herausziehen und damit die Bewertung zu vereinfachen.

Die gleiche Methode kann auch bei quantitativ faßbaren Umweltaspekten zur Erleichterung der Entscheidung dienen, vor allem dann, wenn eine Energieoption z.B. wenig SO_2, dafür aber hohe Reststoffmengen abgibt und eine andere wenig Reststoffe, dafür aber viel SO_2.

In solchen Fällen ist zu prüfen, ob nicht durch Minderungsmaßnahmen diese Gegenläufigkeit soweit verringert werden kann, daß eine Option robust gegenüber dem Ziel einer Minimierung von SO_2 und Reststoffen ist. Diese Prüfung kann durch die Verwendung eines Emissionsdatensatzes BEST gegenüber den STANDARD-Werten erleichtert werden (vgl. Kapitel B-1).

Der hier dargestellte Ansatz ist nur insoweit hilfreich für Entscheidungen, wie die Vorbedingungen oder Minderungsmaßnahmen realistische Umsetzungschancen haben. Es sollte also nicht mit theoretisch möglichen Vor-Bedingungen gearbeitet werden, sondern die entsprechenden Festlegungen sind verbindlich als Teil der Definition von Energiesystemen bzw. Szenarien aufzunehmen.

Daher ist die umweltbezogene Bewertung von Energiesystemen kein Einmal-Durchlauf, sondern ein rekursiver Prozeß, der mit EDV-gestützten Instrumenten wie GEMIS sinnvoll gestaltet werden kann.

Bevor eine vergleichende Bewertung der zur Auswahl stehenden Energieoptionen erfolgt, ist durch den oben skizzierten Prozeß der Festlegung von Vor-Bedingungen die Anzahl der zu berücksichtigenden (weil verschieden ausgeprägten) Umweltaspekte zu reduzieren. Die im GEMIS-Modell berücksichtigten quantitativen und qualitativen Umweltaspekte dienen hierbei zur Durchführung einer ökologischen Schwachstellenanalyse, von der ausgehend dann die o.g. Vor-Bedingungen ihren besonderen Stellenwert erhalten.

Szenarienorientierte Entscheidung

Die Frage nach dem Entscheidungsspielraum dient der Klärung, welche positiven oder negativen Beiträge zur Erfüllung von Zielen der Entscheider durch die Optionen geleistet werden.

Diese Klärung läßt sich unterstützen, indem mehrere Szenarien formuliert werden, die jeweils einen Zielbereich optimal erfüllen. Unter Szenarien wird dabei eine Auswahl von Energiesystemen (inklusive rationelle Energienutzung) verstanden, die über einen bestimmten Zeitrahmen die nachgefragte Nutzenergie bereitstellen.

Als Zielbereich, für den die einzelnen Szenarien zu formulieren sind, kommen neben der Umwelt insbesondere die Wirtschaftlichkeit, soziale Aspekte (z.B. Arbeitsplatzwirkung) sowie Unabhängigkeit der Versorgung (vom Ausland, Vorlieferanten etc.) in Frage.

Durch die Gegenüberstellung der Szenarien wird dann erkennbar, welche Optionen gegenüber mehreren Zielen positive/negative Beiträge leisten, und ob es Optionen gibt, die robust gegenüber mehrfacher Zielsetzung sind. Szenarien und eine darauf aufsetzende Sensitivitätsanalyse können den Entscheidungsspielraum ausloten.

Hinsichtlich des Ziels "Umwelt" ist ein Szenario zu erstellen, das zur Bereitstellung der gewünschten Energiedienstleistungen möglichst geringe negative Umweltwirkungen und möglichst große Umwelt-entlastungen aufweist.

Bei der Formulierung dieses Ökologie-Szenarios sind wiederum Entscheidungen darüber zu treffen, welche einzelnen Umweltaspekte welches Gewicht erhalten.

Diese Bewertung von Einzelaspekten ist nur (umwelt)politisch leistbar, kann aber durch Erläuterungen zu

- Art der jeweiligen Wirkung,
- Unsicherheit des Eintreffens und
- Verursacherintensität

unterstützt werden.

Die szenarienorientierte Bewertung von Energieoptionen wird in den USA vom EVU der Stadt Seattle verwendet, um den zukünftigen Mix von Stromerzeugungsoptionen zu bestimmen. Eine genauere Darstellung des Konzepts findet sich in der Literatur (LEPRICH/FRITSCHE 1989, SCL 1987) und im Anhang 1.

Ein vergleichbares Vorgehen zur Einbeziehung von Umweltaspekten in die Energieplanung wird vom Northwest Power Planning Council geplant <NWPPC 1989a>, nachdem andere Möglichkeiten <NWPPC 1989b> verworfen wurden.

Als deutsches Beispiel szenarienorientierter umweltbezogener Entscheidung kann die Arbeit der Berliner Energie-Enquête-Kommission (EEK) gelten, die neben mehreren anderen Szenarien auch ein "ÖKO"-Szenario entwickelte, das eine maximale Emissionsreduktion anstrebt <EEK 1983>.

Die Szenarien-Methode ist dann ein sinnvolles Hilfsmittel, wenn eine Entscheidung

- einen längeren Zeitraum
- über Einzelobjekte hinausgehende Versorgungsgebiete oder
- Planungen von Energieversorgungsunternehmen

betrifft. Bei Einzelfall-Entscheidungen oder nur kurzem Betrachtungshorizont ist diese Methodik dagegen wenig hilfreich.

In die Szenarien sollte generell versucht werden, sowohl die Wärme- wie auch die Strombereitstellung bzw. entsprechende Dienstleistungsnachfragen einzubeziehen. Unter diesen Voraussetzungen wird es einfacher gelingen, eine "Mischstrategie" zu finden, die wenig nachteilige Umweltwirkungen und gleichzeitig z.B. wirtschaftliche Attraktivität aufweist, da dann eine Kompensation einzelner Aspekte über zwei Freiheitsgrade der Energienachfrage möglich sein kann.

5.2 Wirkungsaspekte als Basis der Umweltbewertung

Der nachfolgenden knappen Erörterung von u.E. relevanten Wirkungsfragen der im GEMIS-Projekt betrachteten Umweltaspekte sei eine Vorbemerkung vorangestellt, die zur Eingrenzung der Aussagekraft des folgenden dienen soll.

Bedingt dadurch, daß oftmals keine direkten Wirkungen nach dem Auftreten einer Belastung umgehend sichtbar werden, oder aber auch direkte Wirkungen auftreten, die nicht zeitbeständig oder stetig sind, muß auf die Wichtigkeit eines modellgestützten, eher systemischen als kausalen Vorgehens bei der Diskussion potentieller Wirkungen hingewiesen werden.

Die Schwierigkeiten der Ermittlung von Wirkungen vorhandener oder angenommener Belastungsfaktoren ist in einer Vielzahl von Problemfällen bekannt[1].

Ohne ausgefeilte Simulationsmodelle ließen sich etliche Zusammenhänge zwar vermuten, nicht jedoch auf ihre Plausibilität und Konsistenz hin überprüfen. Zudem helfen diese Instrumente einzuschätzen, welche Verbesserungen aus der Reduzierung von Belastungen zu erwarten sind.

Die Entwicklung solcher Instrumente ist, und darauf sei an dieser Stelle nachdrücklich hingewiesen, noch nicht sehr weit fortgeschritten, vor allem was ihre Anwendbarkeit in konkreten Problemsituationen und die Vergleichbarkeit ihrer Ergebnisse anbelangt[2].

Daher kann die Beurteilung der (komplexen) Wirkungen verschiedener Umweltaspekte nur in dem Maße verbessert werden, wie die dafür notwendige Modellbildung verbessert wird, wobei in diesem Zusammenhang auch der Frage der Benutzerfreundlichkeit der Instrumente eine besondere Bedeutung zukommt, da es ein Unterschied ist, ob die direkt mit einem Problem befaßten Akteure die Analysen durchführen können oder ob dazu weitere Spezialisten benötigt werden.

---

[1] z.B. die Ermittlung der Ursachen des Waldsterbens und die Rolle von CO2 in der Klimadiskussion.

[2] Ihre Bedeutung für eine vorausschauende, ökologisch orientierte Umwelt- und damit auch Energiepolitik ist aber nicht zu gering einzuschätzen.

Neben Modellen "kleinerer Reichweite", die eine Abschätzung der Wirkungen verschiedener Effekte über physikalische Parameter erlauben[3], "mittleren" computergestützen Systemen[4] und allgemeiner orientierten Projekten[5] kann schon die Bereitstellung von Informationssystemen über regionalisierte umweltrelevante Parameter (Kataster) als eine notwendige Grundlage für Wirkungsüberlegungen angesehen werden.

Die GEMIS-Analysen zeigten ja eine starke Standortabhängigkeit der Umweltaspekte, sodaß eine Bewertung, die über den Vergleich potentieller Wirkungen hinausgeht, auf solche "lokalen" Detailinformationen zurückgreifen muß.

Ein Beispiel hierfür ist Pacific Northwest Rivers Study der Bonneville Power Administration <BPA 1988a>, bei der ein EDV-gestütztes Informationssystem über die Gewässernetze der Region, für die das EVU zuständig ist und in der eine Wasserkraftnutzung angestrebt wird, erstellt wurde. Diese Datenbank <BPA 1988b> enthält eine umfassende regionalisierte Informationssammlung der auftretenden Fischarten, der zu beachtenden Restriktionen (z.B. archäologischer Stätten) und andere Informationen, die für die Möglichkeit eines weiteren Ausbaus der Wasserkraftnutzung maßgeblich sein können.

Die Datenbank dient bei allen folgenden Diskussionen und Entscheidungen der BPA über Standorte von Wasserkraftanlagen als Grundlage <BPA 1988c>. Auf eine Forderung aus Österreich nach der Ermittlung des "Naturschutzpotentials" in Ergänzung zum Wasserkraftpotential <RADLER/NACHTNEBEL 1989>, die in eine ähnliche Richtung geht, wurde schon hingewiesen.

Die BPA-Datenbank mag als Beispiel dafür gelten, daß ausgehend von einem solchen "Informationskern" weitere Instrumente zur Unterstützung notwendiger Analyse- und Berechnungsschritte für Fragen der Wirkungen (z.B. zur Restwasserberechnung oder erwartbarer Fischschädigungen durch Turbinendurchpassage) entwickelt und in ein Gesamtinstrument integriert werden können.

Eine wichtige Rolle solcher Modelle im Analyse- und Entscheidungsprozeß besteht auch darin, eine Ordnung und Systematik in die Vielzahl genannter Belastungsaspekte zu bringen.

Unsere Literaturanalyse zeigte, daß es nur in seltenen Fällen gelingt, die Belastungen und deren Wirkungen systematisch zu ordnen und aufeinander zu beziehen.

So werden vielfach Aspekte benannt, die sich auf einen bereits genannten weiteren Aspekt (z.B. Fläche) zurückführen lassen, also selbst bereits eine (sekundäre) Wirkung darstellen. Auch ist es schwierig, den "Stress" <MEDSKER 1982> selbst, also das Bestehen einer Belastung, von den Wirkungen der Belastung zu unterscheiden.

Modellgestütze Verfahren können also eine Unterstützung bei den Analyseaufgaben leisten, auch wenn keine "endgültigen" Resultate erzielt werden können. Sie weisen aber in ihrer Begrenztheit darauf hin, wie wichtig eine vorsorgende Politik ist, die Belastungen zu vermeiden sucht und nicht darauf beruht, geschaffenen Probleme erst im nachhinein zu bearbeiten und Teillösungen herbeizuführen.

---

[3] z.B. Auswirkungen von Wasserkraftanlagen auf Fischwanderung, Überschwemmungsgebiete, hydrogeologische Fragen, vgl. <BPA 1986>

[4] z.B. RAINS, mit dem die Folgen von sauren Schadstoffemissionen regionalisiert abgeschätzt werden können, vgl. <IIASA 1989>

[5] z.B. die Arbeiten des WZ III der GHK zu Fragen der Ökosystemmodellierung und generelle Projekte zur Ökosystemforschung unter Zuhilfenahme von Elementen der Künstlichen Intelligenz

5.2.1 Luftschadstoffe

Die Wirkungsaspekte der im GEMIS-Programm quantifizierten Emissionen von SO_2 und NO_x bestehen in erster Linie aus einer gesundheitlichen Gefährdung von Menschen, Tieren und Pflanzen[6]. Auf globale Wirkungen wird noch eingegangen.

Die ebenfalls quantitativ behandelten Staub-Emissionen sind nur in dem Maße umweltrelevant, wie sie als Feinstäube lungengängig sind. Die Staubbelastung kann aber als Indikator für die luftgetragene Belastung mit Schwermetallen angesehen werden, da diese sich an Feinstäuben anreichern und so auch transportiert werden.

Die qualitativ behandelten CnHm-Emissionen können hinsichtlich der Wirkungen durch die Begriffe Reizgas (bei der Komponente Aldehyde) sowie organische Verbindungen (vor allem polyzyklische aromatische Kohlenwasserstoffe [PAH]) charakterisiert werden. Die PAH stellen wiederum eine Sammelkategorie für ein große Zahl von Aromaten dar, deren Wirkung bis zur Kanzerogenität reicht. Die C_nH_m charakterisieren daher in erster Linie eine Gesundheitsgefährdung des Menschen.

Großräumig fungieren Kohlenwasserstoffe zusammen mit Stickoxiden auch als Vorläufersubstanzen für die über UV-Licht vermittelte Bildung von Ozon (O_3), das wiederum selbst als Atem- und Pflanzengift wirkt und einen maßgeblichen Bestandteil des photochemischen Smogs ("Sommer-Smog") darstellt.

Eine besondere Komponente der Kohlenwasserstoffe ist darüber hinaus das Methan (CH_4), das aufgrund seiner hohen Absorptionsleistung für Infrarotstrahlung als klimarelevantes Spurengas anzusehen ist (vgl. unten CO_2-Diskussion).

Von den quantifizierten Schadstoffen können u.E. die Komponenten SO_2 und NO_x für großräumige Betrachtungen unter dem Begriff "Saure Schadgase" zusammengefaßt werden. Ihre Summe stellt dann einen Indikator für die globale Belastung mit Säurebildnern dar, die sowohl für Materialschäden, Boden- und Gewässerversauerung als auch für daraus abgeleitete Wirkungen (Bedrohung von Fischpopulationen, Schwermetallfreisetzung in Böden) als Ursache fungieren.

Die Summe der "Sauren Schadgase" kann u.E. als ein Indikator für die Beeinflussung von Ökosystemen auf überregionaler bzw. globaler Ebene angesehen werden.

5.2.2 Kohlendioxid

Die quantitative Bilanzierung von CO_2 wurde ins GEMIS-Programm aufgenommen, um einen Indikator für die Anteile der Energiesysteme an der möglichen globalen Klimaänderung durch Treibgase (Treibhauseffekt) zu geben. Die Problematik der potentiellen Klimaänderungen werden mittlerweile unter Vorsorgegesichtspunkten diskutiert und eine drastische Emissionsminderung zur Verringerung des Risikos einer globalen Erwärmung empfohlen <ENQUETE 1988>. Da CO_2 zu rd. 50 % an der globalen Erwärmung beteiligt ist, charakterisiert dieser Umweltaspekt eine relevante Komponente der energiebedingten Klima-Wirkungen.

[6] Anstelle ausführlicher Literaturverweise sei exemplarisch auf eine zusammenfassende Arbeit hingewiesen <IFEU 1987> sowie auf die Materialien des Umweltbundesamtes <UBA 1989>.

Bei der Bewertung von CO_2-Emissionen ist aber zu beachten, daß auch Methan eine hohe Klimarelevanz besitzt[7]. Derzeit wird der Methan-Anteil an der globalen Erwärmung auf 20 % geschätzt, womit dieses Gas nach CO_2 die zweitwichtigste Komponente darstellt[8].

5.2.3 Reststoffe

Die bei Energiesystemen anfallenden Reststoffen werden aufgrund der Unterschiedlichkeit der Wirkungen primärenergiespezifisch diskutiert.

E-2.3.1 Aschen

Die mineralischen Reststoffe (Aschen) aus fossilen Brennstoffen selbst sind in der Regel nicht umweltrelevant, da sie größtenteils aus chemisch inerten Silikaten bestehen. Ihre Problematik liegt vielmehr in den enthaltenen Schwermetallen, die bei der Lagerung/Deponierung ausgelaugt und in die Umwelt gelangen können.

Über diesen generellen Aspekt hinaus treten bei Aschen aus kohlebefeuerten Hausheizungen Belastungen der Aschen mit organischen Schadstoffen auf. Amerikanische und skandinavische Untersuchungen zur Kanzerogenität, Mutagenität und Cytotoxizität von Kohleaschen aus Kleinfeuerungen zeigten beachtliche Wirkungen (<ALFHEIM ET AL 1983>, <HOMBERG/AHL-BORG 1983>).

Bei kohlebetriebenen Kraft- und Heizkraftwerken fallen ebenfalls mineralische Reststoffe an. Diese Aschen sind ohne nennenswerte Umweltbelastung zu verwerten, sofern ihr Einsatzgebiet in der Baustoffindustrie liegt oder sie als Füller für Asphalte verwertet werden. In diesen Fällen ist eine Mobilisierung der in den Aschen noch enthaltenen Schwermetalle unter üblichen Bedingungen nicht zu erwarten.

Anders sind dagegen die bei der Entstaubung anfallenden Feinstäube einzuschätzen, die hohe Schwermetallgehalte in relativ löslicher Form aufweisen[9].

Aschen von biogenen Brennstoffen können in der Regel verwertet werden (z.B. als Dünger), hier ist außerdem die Schwermetallproblematik aufgrund geringerer Brennstoffinventare geringer. Bei der Verbrennung von Holz und Stroh fallen die mineralischen Bestandteile der Brennstoffe als Asche an. In den Aschen und Flugaschen von schlecht ausgelegten oder betriebenen Holz- und Strohfeuerungen wurden z.T. beachtliche Mengen an organischen Verbindungen - darunter auch PCDD/PCDF - festgestellt (<AHLING/LINDSKOG 1982>, <LIS 1983>).

Moderne Holz- und Strohheizsysteme weisen demgegenüber wegen der geringeren Schadstoffbildung ein deutlich vermindertes Schadpotential auf. In einer Schweizer Studie wurden keine nennenswerten Schadstoffe in Holzaschen festgestellt, die Schwermetallgehalte lagen im Bereich natürlicher Böden <IFE 1988>.

---

7 Je Molekül weist Methan ein ca. 32-fach und je Masse ein rd. 10-fach höheres Treibhauspotential auf als CO2.

8 Ein z.Zt. laufendes Forschungsprojekt versucht u.a. mit Hilfe des GEMIS-Programms die Datenbasis für klimarelevante Emissionen zu verbessern <ÖKO-INSTITUT 1989c>.

9 Bei einer Verwertung der Filterstäube in der Baustoffindustrie könnte sich bei steigendem Bauschutt-Recycling ein Umweltproblem ergeben, weshalb solche Stäube - z.B. durch gezielte Auslaugung - konditioniert und erst dann verwertet oder gelagert werden sollten.

Die Verwendung solcher Aschen als Dünger bringt beim derzeitigen Kenntnisstand keine besonderen Umweltprobleme, sondern bietet wegen des hohen Mineralgehalts Vorteile, eine Auswaschung von Schwermetallen ist nach schwedischen Untersuchungen nicht zu erwarten <STEV 1983>. In Österreich werden die Aschen eines Strohheizwerks mit Wasser besprüht und Feldern ausgebracht <ANÖ 1986>.

Die quantitativ wichtigsten festen Reststoffe von Müllverbrennungsanlagen sind die Schlacken, die bei der Verbrennung entstehen. Schlacke besteht im wesentlichen aus den inerten Fraktionen des Müllinputs. Über die Verwertung dieses Reststoffs besteht Uneinigkeit, da z.T. Schwermetalle, lösliche anorganische Salze und organische Spurenstoffe (z.B. Dioxine) enthalten sind, die bei Kontakt mit Wasser oder anderen Lösemitteln oder in saurer Umgebung mobilisiert werden können.

Als zweite Komponente fallen Reststoffe aus der Entstaubung an. Diese Filterstäube enthalten einerseits Schwermetalle und organische Spurenstoffe in angereichertem Zustand, d.h. in höheren Konzentrationen als im Müll-Input bzw. in der Schlacke. Andererseits sind diese Schadkomponenten auch löslicher. Wegen dieser Eigenschaften sind Filterstäube als Sondermüll der Klasse II (hessische Einteilung) einzustufen und entsprechend zu deponieren. Mittlerweile wird über die "Entschärfung" von Filterstäuben durch verschiedene Verfahren diskutiert:

- die Auslaugung und Rückgewinnung von Schwermetallen durch Säure
- die Zerstörung von Dioxinen/Furanen durch katalytische Effekte

Beide Konzepte befinden sich im Pilotmaßstab in der Erprobung, über ihre Effektivität und Nebenwirkungen sind derzeit keine gesicherten Aussagen möglich.

REA-Reststoffe

Die Reststoffe der zweiten Kategorie sind in der Regel bei modernen Verfahren zur Rauchgas-Entschwefelung als Baustoff weiterverwendbar. Problematisch können REA-Reste wegen des Gehaltes an Halogenen, Schwermetallen und möglichem Sulfataustrag sein, sofern sie gelagert/deponiert und nicht verwertet werden.

Die quantitative Erfassung dieser Reststoffe dient als Indikator für den Aufwand, der bei der Entsorgung/Verwertung energiebedingt zu erbringen ist.

Bei der Nutzung von Stein- und Braunkohle sowie Heizöl S fallen REA-Reststoffe an, wenn Teile des Schwefel- und Halogeninventars bei der Abgasreinigung abgeschieden werden, wobei vor allem Gips ($CaSO_4$) entsteht.

Die Halogene werden bei konventionellen REA aus dem Gips ausgewaschen bzw. in einer Vorstufe abgeschieden, womit Abwasserbelastungen auftreten können.

Der Gips aus Naß-REA von Steinkohle- und Heizöl-S-Feuerungen ist als marktfähiges Substitut für Naturgips anzusehen und kann - von regionalen Überangeboten abgesehen - auch von der Gipsindustrie oder verwandten Wirtschaftszweigen abgenommen werden (<MFU 1988>, <VDEW 1986>).

Bei den Naß-REA-Produkten aus Braunkohle-Feuerungen ist zumindest prinzipiell die Lage vergleichbar. Dennoch sollen die Rauchgasgipse aus diesen Kraftwerken nach Betreiberwillen - vermischt mit den Aschen und dem Abwasser - deponiert werden. Hieran gab es Kritik, da eine Verwerung anfallender Reststoffe auch bei Kraftwerken vorrangig vor der Deponierung zu betreiben ist und gegen die geplante Deponierungstechnik Bedenken erhoben wurden <ÖKO-INSTITUT 1987>.

Bei anderen Entschwefelungsverfahren (QT- und T-REA) sowie der Wirbelschichtfeuerung fällt die überwiegende Menge der Aschen zusammen mit den Produkten der Entschwefelung an, da beide in einer gemeinsamen Stufe aus dem Abgas entfernt werden. WSF-Aschen sind grundsätzlich ebenfalls in der Bauwirtschaft verwertbar, wobei besonders geeignete "Märkte" in der Kalksandstein-Industrie liegen.

Derzeit günstige Verwertungschancen haben Aschen aus zirkulierenden WSF, da die Anteile von CaO und von Sulfit am geringsten sind <BATTELLE 1987>.

Die Produkte aus QT- und T-REA sind demgegenüber problematisch zu bewerten. Zwar ist mittlerweile eine Anlage in Betrieb, die über eine thermische Oxidation aus den Sulfit/Sulfat-Gemischen der Sprühabsorption technisches Anhydrit herstellt, das - verschnitten mit halogenarmem Natur-Anhydrit - in der Zementindustrie verwertet werden kann. Dieses Verfahren ist aber noch nicht ausgereift und verursacht erhebliche (Energie-)Kosten. Die Verwertung von Misch-Produkten im Bergbau als Untertagemörtel ist dagegen ohne Probleme möglich, sofern eine regionale Nachfrage existiert. In der Regel werden Produkte aus QT- und T-REA sowie aus stationären WSF zu deponieren sein <BATTELLE 1987>.

Bei der Abgasreinigung von Müllverbrennungsanlagen entstehen Salze, die wegen ihrer Wasserlöslichkeit und des Gehalts an Schwermetallen und organischen Verbindungen ebenfalls als Sondermüll zu deponieren sind.

Sonstige feste Reststoffe

Die Kategorie Sonstige feste Reststoffe ist ebenfalls sehr heterogen und wird daher im folgenden - als qualitativer Aspekt - mit einer Gewichtung versehen.

Fossile Primärenergien

Bei der Förderung auf Aufbereitung von Stein- und Braunkohle fallen erhebliche Mengen von Trägergestein (sogenannte Berge) sowie Flotationsschlämme an, die - sofern sie nicht in die Bergwerke verbracht werden - auf Halden zu deponieren sind.

Die mögliche Auswaschung von Sulfaten und Schwermetallen über Sickerwässer sowie die Flächen-Inanspruchnahme sind davon abgeleitete Umweltaspekte. Bei Kohle charakterisiert der Anfall "Sonstiger fester Reststoffe" demnach das mögliche Ausmaß sekundärer Wirkungen.

Als Intensität für den qualitativen Aspekt Reststoffe ist u.E. vor dem Spektrum der von den anderen Energieträgern entfalteten Wirkungen eine relativ hohe Gewichtung anzusetzen: für Steinkohle werden -3 und für Braunkohle -2 angesetzt.

Bei der Öl- und Gasförderung fallen schwermetall- und chemikalienhaltige Bohrschlämme an, die in Deponien gelagert oder (bei Offshore-Förderung) in die Umwelt eingebracht werden. Bei der Aufbereitung von Lagerstättenwasser zur Wiederverpressung entstehen zusätzliche Schlämme, die ebenfalls deponiert oder abgeleitet werden. Die in diesen Schlämmen enthaltenen umweltrelevanten Stoffe können bei ihrer Mobilisierung zu einer Gefährdung des Tier- und Pflanzenlebens sowie - bei exponierten Lagen über den Wasserpfad - auch zu Folgen für die menschliche Gesundheit führen. Auch bei Erdöl und Erdgas stehen die sonstigen festen Reststoffe als Indikator für das Ausmaß sekundärer Umweltfolgen.

Als Gewichtung für den qualitativen Aspekt Reststoffe ist u.E. eine mittlere Kenngröße vorzunehmen: für Erdöl und für Erdgas -1 angesetzt.

Primärenergie Uran

Die bei der Bereitstellung von Kernbrennstoffen über die vorgelagerte Prozeßkette anfallenden Mengen an radioaktiv kontaminierten oder selbst aktivem Material (Atommüll inkl. Tailings) wurden schon hinsichtlich des Risikos durch Niedrigstrahlung angesprochen (Kapitel D-2.3).

Als spezielle Problematik der sonstigen Reststoffe tritt bei der Urannutzung der Anfall von hochradioaktivem Atommüll in der Form von abgebrannten Brennelementen und verstrahlten Anlagenteilen aus der gesamten Prozeßkette hinzu.

Das Inventar an langlebigen Spaltprodukten sowie hochaktiven flüchtigen Elementen in den Brennelementen markiert deren Umweltrelevanz. Die Entsorgung dieser Reststoffe ist weltweit bislang ungelöst, und u.E. stehen auch perspektivisch keine Verfahren zur Verfügung, um die Entschärfung dieses Materials oder den sicheren Abschluß von der Biosphäre über geologische Zeiträume zu gewährleisten <ÖKO-INSTITUT 1989b>.

Als Intensität für den qualitativen Aspekt Reststoffe ist daher u.E. die höchste Gewichtung anzulegen: für Uran werden -4 angenommen.

Erneuerbare Energien

Die regenerativen Energien verursachen, mit Ausnahme der Materialien für die Energiewandler, keine sonstigen Reststoffprobleme. Durch das auch aus energetischen Gründen sinnvolle Recycling der Anlagenkomponenten ist der verbleibende "sonstige" Reststoffanfall im Vergleich zu den anderen Energiesystemen gering.

Für alle direkt solarbetriebenen, sowie die Wind- und Wasserkraft-Anlagen, wird daher beim qualitativen Aspekt Reststoffe weder eine positive noch eine negative Gewichtung (das neutrales Intensitätssymbol 0) angesetzt.

Die Nutzung von Holz und Stroh ist ebenfalls mit keinen sonstigen Reststoffen verbunden, sodaß die Intensität dieses Umweltaspekts vor dem Hintergrund der Bandbreite der anderen Primärenergien ebenfalls mit 0 angenommen wird.

Die Nutzung von Gülle in Biogasanlagen trägt zu einer Reduzierung der Reststoffproblematik in der Landwirtschaft bei, daher wird als Indikator für die Entlastung eine positive Gewichtung angesetzt (+1).

Aufgrund von z.T. ungeklärten Verwertungsmöglichkeiten und anzunehmenden besonderen Gefährdungspotentialen aus Verbrennungsrückständen der Müllverbrennung haben wir hier ebenfalls eine hohe Gewichtung -3 gewählt.

5.2.4 Flächeninanspruchnahme

Obwohl die Flächeninanspruchnahme durch die GEMIS-Anlagen in die quantitative Bilanzierung mit aufgenommen wurde (vgl. Kapitel 4.1.2), und damit eine teilquantitative Betrachtung möglich ist, wurde die Flächeninanspruchnahme für die Bewertung zusätzlich als rein qualitativer Aspekt behandelt und den einzelnen Primärenergieträgern Gewichtungen zugeordnet. Damit sollen weitere Beeinträchtigungen durch die Energieanlagen, für die keine Zahlenwerte vorliegen, mit in die Bewertung aufgenommen werden. Über die qualitative Behandlung werden hauptsächlich die Intensitäten der einzelnen Flächeninanspruchnahmen thematisiert.

Ein für die Bewertung u.E. wichtiger Unterschied im Zusammenhang mit der Flächeninanspruchnahme verschiedener Primärenergien ist noch hervorzuheben: die Frage nach den Spielräumen, die im Hinblick auf einen Verzicht der Nutzung eines Energiepotentials gegeben sind.

Bei den Lagerstätten fossiler Primärenergien handelt es sich um Potentiale im TWh-Bereich, während bei den regenerativen Anlagen Potentiale im GWh-Bereich, z.T. sogar im MWh-Bereich vorliegen, also um 3 bis 6 Größenordnungen kleinere Potentiale (Faktor 10^3 bis 10^6). Somit kann davon ausgegangen werden, daß es unter umweltpolitischer Perspektive leichter ist, bei der Nutzung regenerativer Primärenergien auf Ersatzstandorte zurückzugreifen, als dies bei der Nutzung von Lagerstätten fossiler Primärenergien der Fall ist.

Bei letzteren besteht eine vollständige Ortsgebundenheit der Potentiale, die umweltseitigen Spielräume bestehen - wenn nicht auf die Nutzung jeweils ganz verzichtet wird lediglich bei der Auswahl der Fördertechniken.

Diese Problematik wird z.B. durch die Auseinandersetzungen um die Nutzung der Öl- und Gasvorkommen im Naturschutzgebiet des Nordsee-Watts illustriert, sowie durch die Forderungen amerikanischer Umweltverbände, fossile Lagerstätten in ökologisch sensiblen Gebieten auf staatlichem Boden nicht zu erschließen <STEGE/BEYEA 1986>. Dieser Verzicht auf die Nutzung von potentiellen "Fördergebieten" in sensiblen Biotopen kann als eine Vorbedingung für die zu vergleichenden Energieysteme definiert werden (vgl. Kapitel 5.1.2).

Aus den bisher durchgeführten Rechnungen wird die Dominanz der Primärenergieförderung deutlich. Hierbei bringt der Oberflächenabbau (Tagebau) eindeutig die größten direkten Flächeninanspruchnahmen mit sich und wirkt darüber hinaus auf umfangreiche Areale ein.

Vor allem Braunkohle und z.T. Uran, die weitgehend über Oberflächenabbau gefördert werden, erhalten deshalb hier relativ hohe Gewichtungen. Neben der Einbeziehung der eigentlichen Betriebsflächen spiegeln sich hierbei z.B. die noch sehr viel weiterreichenden Veränderungen durch Grundwasserabsenkungen und andere "Fernwirkungen" wider. Da die Veränderung der Grundwasserregimes und die Beeinflussung der Oberflächengewässer auch ein Problem bei Tiefbauverfahren darstellt, ist auch dort von einer stark negativen Gewichtung auszugehen.

Aus diesen Gründen werden Braunkohle, Steinkohle und Uran mit -3 hinsichtlich des Flächenaspektes gewichtet.

Weitaus geringere Flächeninanspruchnahmen sind mit der Öl- und Gasförderung verbunden, u.a. auch deshalb, weil in GEMIS ein hoher Anteil der Ölförderung off-shore berücksichtigt wird, der unter dem Flächenaspekt als neutral eingestuft werden muß. Andererseits ist auch auf die Notwendigkeit der Anbindung der Förderfelder an überregionale Versorgungsnetze hinzuweisen, so daß der Flächenaspekt durchaus eine Relevanz auch für diese beiden Primärenergieträger hat. Der Aspekt wird deshalb bei beiden mit -1 gewichtet.

Die regenerativen Energieträger auf der Basis von Biomasse erhalten aufgrund der Vorannahmen, daß lediglich Restnutzungen unter Beachtung ökologischer Restriktionen vorgesehen sind, für den Flächenaspekt die Gewichtung 0.

Die Solarenergienutzung wird zunehmend in Hinblick auf Solarkraftwerke diskutiert, also über die rein dezentralen Anlagen auf Dächern usw. ausgedehnt. Werden solche Systeme betrachtet, ist die Solarenergienutzung mit einem relativ großen Bedarf an Flächen verbunden, wobei allerdings gegenüber dem Abbau von fossilen Ressourcen die Beeinträchtigungsintensität relativ gering ist, da z.B. die Pflanzendecke zum großen Teil erhalten bleibt. Im Hinblick darauf wird der Flächenaspekt hier mit -1 gewichtet.

5.2.5 Gesundheits- und Unfallgefahren

Bei der Nutzung von Primär- oder Sekundärenergien in Verbrennungs- oder Umwandlungsanlagen (Kraftwerke, Feuerungen) sind die Anlagen auf der Basis fossiler Energien größenordnungsmäßig mit einem gleich hohen Risiko behaftet (vgl. Kapitel 5.2.3). Das Risiko der Atomenergienutzung wurde von uns nicht in Gewichtung einbezogen, sondern als Sonderaspekt (vgl. Kapitel 5.2.5) aufgeführt.

Steinkohle und Uran werden, bezogen auf den Aspekt Gesundheits- und Unfallgefahr, von uns mit -2 gewichtet, da die beim Bergbau auftretenden Gefahren größenordnungsmäßig gleich erscheinen (vgl. Kapitel 5.2.3).

Bei der Förderung von Braunkohle (überwiegend im Tagebau) sowie Erdgas erfolgt wegen der u.E. demgegenüber geringeren Gefahren eine Gewichtung mit -1.

Aufgrund der besonderen Gefahren der off-shore-Förderung (vgl. Kapitel 5.2.3) und ihres zunehmend steigenden Anteils an der Ölversorgung erscheint für die Erdölföderung eine höhere Gewichtung angebracht, so daß wir -2 eingesetzt haben.

Die regenerativen Energien Gülle, Stroh, Solarenergie, Wasser und Wind werden jeweils mit 0 gewichtet; lediglich die Bringung von Holz erscheint uns mit einem höheren Unfallrisiko verbunden, so daß dieser als einziger regenerativer Energieträger mit -1 gewichtet wird.

Die Wasserkraftnutzung erscheint unter den Gegebenheiten in der BRD nicht mit einem besonderen Risikopotential verbunden zu sein. Dies würde sich allerdings anders darstellen, wenn mit wesentlichen größeren Stauanlagen eine Energieerzeugung betrieben werden würde. Auch bei der Windkraftnutzung erscheint das Gefahrenpotential, das sich aus einem möglichen Loslösen von Materialbestandteilen aus den Rotoren oder durch die mitunter in der Literatur genannten Kollisionsmöglichkeiten theoretisch ergeben könnte, vernachlässigbar zu sein.

5.2.6 Mikroökologie

Mit der Energiegewinnung und -nutzung sind eine ganze Reihe von Auswirkungen auf Ökosysteme als ganzes oder auf einzelne Komponenten solcher Ökosysteme verbunden. Während wir davon ausgehen, daß überregionale Beeinträchtigungen vor allem über die sauren Schadgase und die klimarelevanten Emissionen hervorgerufen werden, für die die errechneten Mengen einen guten Indikator darstellen, können potentielle Auswirkungen auf die nähere Umgebung der Anlagen nur qualitativ behandelt werden. Wir haben diese Aspekte unter Mikroökologie zusammengefaßt, auch wenn die gesamte Umgebung einer Anlage mit einbezogen wird.

Auch für diesen Bewertungsbereich ist vor allem die Primärenergiegewinnung für die Auswirkungen verantwortlich, wobei - wie bereits erwähnt - diese Auswirkungen zu einem großen Teil bereits über den Flächenverbrauch vermittelt sind. Aus diesem Grunde werden auch hierbei die Braunkohlen-, die Steinkohlen- und die Uranförderung mit -3 belegt. Denn dabei kommt es zu großräumigen Veränderungen mit einer ganzen Reihe von Beeinträchtigungen vorhandener Ökosysteme, sei es durch die direkte Veränderung der Vegetationsschicht, das Aufbauen von Wanderungsbarrieren, die Veränderung der Wasserregimes oder die Einleitung von großen Mengen schadstoffhaltigen Wassers in die Vorfluter.

Die Ölförderung wird ebenfalls relativ hoch mit -2 gewichtet, da auch diese mit einer ganzen Reihe von Beeinträchtigungen der Tier- und Pflanzenwelt in der näheren Umgebung der Förderanlagen verbunden ist.

Bei der Biogasnutzung wurde 0 eingetragen, da möglicherweise mit der Ausbringung der Gülle verbundene Gewässerbelastungen oder Veränderungen der Bodenfauna nicht der energetischen Nutzung zugeschlagen werden können.

Die anderen regenerativen Energieträger erhalten - aus durchaus unterschiedlichen Gründen - jeweils die Gewichtung -1. Bei der Wasserkraftnutzung wurde auf das Problem der Unterbrechung von Wanderungsmöglichkeiten und die Veränderung verschiedener Gewässerparameter (Aufheizung) hingewiesen, die zu drastischen Veränderungen der Artenzusammensetzung führen können. Die Holzbringung, ebenso wie das Aufstellen von Windkraftanlagen in relativ unberührten Gebieten, kann zu einer erheblichen Störung der Lebenräume von Tierarten führen.

5.3 Monetarisierung von Umweltaspekten

Neben der alleinigen Analyse und Bewertung der Umweltaspekte von Energiesystemen unter ökologischen Gesichtspunkten stellt die sogenannte Monetarisierung von Umweltaspekten einen potentiellen Schritt zur Gesamtbewertung von Energieoptionen dar, bei der auch ökonomische Aspekte eingehen.

Im Rahmen des GEMIS-Projekts wurden daher die heute diskutierten Ansätze zur Monetarisierung charakterisiert und auf Einsatzmöglichkeiten für die vergleichende Umweltbewertung hin kritisch untersucht.

Dabei ist zu beachten, daß die monetäre Umweltbewertung keinen Ersatz für eine ökologische Bewertung der Umweltaspekte sein kann, da von den gesamten Umweltaspekten nur ein Teil quantifizierbar, und hiervon wiederum ebenfalls nur ein Teil monetarisierbar ist, wie dies schematisch die folgende Abbildung zeigt.

Abbildung 10 Kategorien von Umweltaspekten (übersetzt nach <ECO 1981>, S.11)

Zudem fußt jede Monetarisierung auf den Ergebnissen einer quantitativen Analyse der Umweltaspekte verschiedener Energiesysteme, sodaß ein "oder" zwischen der puren Umweltanalyse und monetären Betrachtungen nicht vorliegen kann.

Die Bedeutung der Monetarisierung liegt vielmehr darin, für die Gesamtentscheidung über Energiesysteme, bei der ökonomische Kriterien bislang dominant waren, eine Aggregationsstufe anzubieten und so den Entscheidern eine Interpretationshilfe zwischen Ökonomie und Ökologie zu geben.

Neben der methodischen Diskussion wurde auch die Datengrundlagen für Monetarisierungen untersucht, da letztlich auch der beste Ansatz an fehlendem oder ungenügendem Daten-Fundament scheitern kann.

Im Anhang 2 sind die im Rahmen des GEMIS-Projekts durchgeführten Arbeiten zur Monetarisierung zusammengefaßt, wobei auch die o.g. kritische Analyse vorhandener Ansätze und die Datendiskussion einbezogen sind. Eine weiterführende Darstellung gibt die Literatur <ÖKO-INSTITUT 1989c>.

Schlußfolgerungen für die Umweltbewertung

Wie im Anhang 2 näher ausgeführt, können bestimmte Umweltaspekte in Geldgrößen umgerechnet werden, wobei als klassische Methode die mit einem Umweltaspekt verbundenen Schäden als Kostengröße dienen (Schadenskosten-Ansatz), der im GEMIS-Projekt verfolgte Ansatz dagegen den Vermeidungsaufwand als Kosten verwendet (Vermeidungskosten-Ansatz).

Beim Schadenskosten-Ansatz führen offene Fragen hinsichtlich der einzubeziehenden Umweltaspekte (vor allem: menschliche Gesundheit/Leben) sowie der Zurechnung von Umweltschäden zu Schadstoffabgaben (Transfer-Faktoren) zu umstrittenen und stark schwankenden Kostenangaben. Zudem wird kontrovers diskutiert, ob und wie zukünftige Schäden abdiskontiert werden dürfen.

Der Vermeidungskostenansatz hingegen ist zwar methodisch einfacher, bezieht sich aber nur auf wenige Umweltaspekte und auf einen anderen Kostenbegriff.

Sicher ist Euler zuzustimmen, daß unberücksichtigte externe (Umwelt-) Kosten zu einer größeren ökonomischen Fehleinschätzung führen als methodisch fragliche Einbeziehungen <EULER 1987>.

Sowohl dem Schadens-Konzept wie auch dem Vermeidungskosten-Ansatz ist, seien ihre Begründungen auch noch so verschieden, gemeinsam, daß sie "Umweltkosten" in Größenordnungen von 0,01-10 DM/kg Schadstoff angeben.

Beide Konzepte erfordern einen volkswirtschaftlichen Blickwinkel, da ein Anlagenbetreiber bisher weder generell Umweltschadenskosten zu bezahlen hat, noch "vermiedene Umweltschutzkosten" gutgeschrieben bekommt. Die Verwendung der Monetarisierung bei Entscheidungen über Energiesysteme ist daher von der politischen Rahmensetzung der Entscheider abhängig. Dies ist nichts Ungewöhnliches bei der Entscheidung über Energiesysteme:

Auch die nichtmonetäre Bewertung von Umweltaspekten als Teil der Entscheidungsfindung kann nicht wissenschaftlich gesichert erfolgen, sondern beruht auf - nicht objektiv ableitbaren - Wertungen (vgl. Kapitel 5.1.1).

Insoweit ist die diskutierte Datenbasis für Monetarisierungen (vgl. Anhang 2) ausschließlich als interpretatorisches Instrument zu verstehen und zu nutzen.

5.4 Literatur zu Kapitel 5

AHLING/LINDSKOG 1982: Emissions of chlorinated organic substances from combustion, in: Chlorinated Dioxins and Related Compounds - Impact on the Environment, O.Hutzinger et al. (eds.), Oxford 1982, p.215-225

ALFHEIM ET AL 1983: Mutagenicity in emissions from coal- and oil-fired boilers, in: Env.Health Persp. vol. 47 (1983) S. 177-187

ANÖ 1986: Fernwärme in Niederöstereich - mit Stroh heizen, Amt der NÖ Landesregierung (ed.), Wien

BATTELLE 1987: Emissionsverhalten von Wirbelschichtfeuerungen, im Auftrag des Hessischen Ministers für Umwelt und Energie, Frankfurt

BPA 1986: Calculation of environmental costs and benefits associated with hydropower development in the Pacific Northwest, P.Meyer et al., prepared for Bonneville Power Administration, Portland OR

BPA 1988a: The Pacific Northwest rivers study, Bonneville Power Administration, Portland OR

BPA 1988b: Pacific Northwest environmental Data base, T.Pansky, Bonneville Power Administration, Portland OR

BPA 1988c: Regional rivers resource assessment as a tools for hydropower planning: the Pacific Northwest rivers study, T.E.Pansky/D.O.Parkin/J.Moulton, Bonneville Power Administration, Portland OR

ECO 1981: Review of methodologies for assessing the environmental costs and benefits of acquisition, ECO Northwest Ltd., prepared for Bonneville Power Administration, Portland OR

EEK 1983: Bericht der Enquête-Komission "Zukünftige Energiepolitik", Abgeordnetenhaus DS 9/1329, Berlin

ENQUETE 1988: Zwischenbericht der Enquête-Kommission "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre" des Deutschen Bundestages, Zur Sache 5/88, Bonn

EULER 1987: Umweltbezogenes Wertesystem zur Beurteilung von Wärmeversorgungssystemen, Beitrag zur PBE/BfLR-Tagung Umweltfreundliche Wärmeversorgungskonzepte am 23./24. März 1987 in Norderstedt

FRITSCHE 1988: Aspects of Environmental Analysis and Energy Planning in the USA, GEMIS-Arbeitspapier AP-REP-6, Darmstadt

FÜRBÖCK 1987: Berücksichtigung von Umweltbelangen in örtlichen und regionalen Energieversorgungskonzepten, Beitrag zur PBE/BfLR-Tagung Umweltfreundliche Wärmeversorgungskonzepte am 23./24. März 1987 in Norderstedt

HOLDREN 1982: Energy Hazards: What to Measure, What to Compare, in: Technology Review (1982) p. 33-38 + 74-75

HOLMBERG/AHLBORG 1983: Concensus report: mutagenicity and carcinogenicity of car exhausts and coal combustion emissions, in: Envir.Health Persp. vol.47 (1983) S.1-30

IFE 1988: Emissionen von Holzfeuerungen, T.Nussbaumer, Institut für Energietechnik an der ETH Zürich, Zürich

IFEU 1987: Gesundheitsschäden durch Luftverschmutzung, IFEU-Bericht 47, Heidelberg

IIASA 1989: Working together to reduce acid rain, R.Shaw, in: Options 1/89 p.9-11, International Institut for Applied Systems Analysis, Laxenburg

LEPRICH/FRITSCHE 1989: Überlegungen zur Einbeziehung der Umwelt in den energiewirtschaftlichen Planungs- und Entscheidungsprozeß, Anhang zum EDU-Endbericht <ÖKO-INSTITUT 1989a>

LIS 1983: Dioxinemissionen aus Holzfeuerungen, G.Bröker/H.Gliwa, in: Schriftenreihe LIS Heft 57 (1983), S. 31 ff

MEDSKER 1982: Side effects of renewable energy sources, National Audubon Society Report #15, New York

MFU 1988: Entsorgung von Reststoffen aus der Rauchgasreinigung Teil 1: Großfeuerungsanlagen, Bericht der Arbeitsgruppe Kraftwerksreststoffe, Ministerium für Umwelt Baden-Württemberg, Stuttgart

NWPPC 1989a: Decision Memorandum - Accounting for the Environmental Consequences of Electricity Resources, Northwest Power Planning Council Staff (M.Gardner), 5.Juli 1989, Portland OR

NWPPC 1989b: Accounting for the Environmental Consequences of Electricity Resources During the Power Planning Process, Issue Paper, Northwest Power Planning Council, 17.April 1989, Portland OR

ÖKO-INSTITUT 1987: Stellungnahme zur Rauchgasentschwefelung der RWE-Braunkohlenkraftwerke, im Auftrag der Bürgeraktion Stommeln, Darmstadt

ÖKO-INSTITUT 1989a: Energiedienstleistungsunternehmen - Möglichkeiten und Grenzen neuer unternehmerischer Zielsetzungen und Maßnahmen im Bereich kommunaler Energienutzung am Beispiel ausgewählter Kommunen in Hessen, i.A. des Hessischen Ministers für Wirtschaft und Technik, Freiburg

ÖKO-INSTITUT 1989b: Der Atommüll-Report, B.Fischer et al., Hamburg

ÖKO-INSTITUT 1989c: Zusammenstellung klimarelevanter Emissionsdaten für Energiesysteme in der BRD, i.A. der Enquête-Kommission "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre", Darmstadt

ÖKO-INSTITUT 1989d: Internalisierung von Umweltkosten - Stand der internationalen Diskussion und Konsequenzen für die BRD, i.A. der Enquête-Kommission "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre", Darmstadt

RADLER/NACHTNEBEL 1989: Festlegung von Pflichtwasserabflüssen in Österreich, in: BLW 1989, S.19-35

SCL 1987: Strategic Corporate Plan 1987-88 Vol. II, Seattle City Light, Seattle WA

STEGE/BEYEA 1986: Oil and gas resoures on special federal lands: wilderness and wildlife refuges, in: Ann.Rev.Energy vol.11 (2986), S. 143-161

STEV 1983: Studies of the leaching and weathering processes of ashes formed from the combustion of peat and biomass, STEV-FBA-84-16-Pt.1, Stockholm

UBA 1989: Luftreinhaltung '88, Umweltbundesamt, Berlin

VDEW 1986: Verwertungskonzept für die Reststoffe aus Kohlekraftwerken, in: Elektrizitätswirtschaft vol.85 (1986) Heft 8, S. 305-311

6 Ergänzende Ergebnisdiskussion

Im GEMIS-Projekt wurden neben den Luftschadstoffen auch die Aspekte Flächeninanspruchnahme und feste Reststoffe quantitativ sowie weitere qualitative Umweltaspekte von Energiesystemen vergleichend untersucht. Das folgende Kapitel stellt diese mit dem Computerprogramm ermittelten Ergebnisse für ausgewählte Systeme zusammenfassend dar und rundet damit die vergleichende Analyse der Umweltaspekte von Energiesystemen ab.

6.1 Feste Reststoffe und Fläche

Die im GEMIS-Programm mögliche quantitative Bilanzierung für feste Reststoffe und Flächeninanspruchnahme wurde für die in Kapitel C betrachteten Heiz- und Stromsysteme ebenfalls durchgeführt. Diese Resultate dieser Bilanzen sind wegen Datenunsicherheiten allerdings als "weich" anzusehen und somit nur in Verbindung mit den qualitativen Aussagen zur beiden Umweltaspekten (vgl. unten) nutzbar. Die folgenden Tabellen geben eine Übersicht zu den Bilanz-Ergebnissen.

Tabelle 181 Flächenbedarf und Reststoffanfall bei Heizsystemen

System	**Fläche** m^2	**REA-Rest**	**Asche**	**Sonstige**
		[kg]		
Heizöl-Heizung	1,2	40	90	4.300
Erdgas-Heizung	3,7	20	70	4.000
Elektrospeicher-Hzg-max	7,1	1.870	6.110	21.100
Elektrospeicher-Hzg-mix	12,2	1.510	4.930	25.400
Steinkohlebrikett-Hzg	0,7	100	710	9.900
Braunkohlebrikett-Hzg	52,4	240	1.530	402.500
Kohle-HKW-Entnahme-Kond.1	0,3	70	110	900
Erdgas-Gasturbine1	-0,2	-880	-1.280	-9.600
Erdgas-Gasmotor1	0,1	-730	-1.060	-7.900
Holz-Hackschnitzel2	1,7	20	140	3.100
Strohcobs2	3,7	70	1.560	4.900
E-Wärmepumpe-bivalent	5,9	220	680	36.500
E-Wärmepumpe-monoval.	8,8	330	1.050	57.000
Fernwärme3	0,9	90	160	3.800
Nahwärme4	1,3	-620	-880	-4.700

(bei Bereitstellung von 100 MWh Nutzwärme, Werte gerundet)

1 Anlage mit Kraft-Wärme-Kopplung, Stromgutschrift über Steinkohle-Kraftwerk

2 größere Feuerungen in Heizwerken

3 Kombination Steinkohle-HKW mit Öl-Spitzenkessel, inkl. Wärmenetzverluste

4 Kombination Erdgas-BHKW mit Gas-Spitzenkessel, inkl. Wärmenetzverluste

Flächenbedarf und Reststoffanfall bei Stromsystemen

Szenario	Fläche [m2]	REA-Rest	Asche	Sonstige
		[kg]		
Braunkohle-Kraftwerk	83,4	1.193	4.675	642.800
Steinkohle-Kraftwerk	8,0	1.403	2.052	17.300
Atomkraftwerk	8,5	24	107	37.500
Kohle-Entnahme-Kond.1	7,3	1.537	2.189	12.600
Erdgas-Gasturbine1	6,4	-52	-111	-4.900
Erdgas-Gasmotor1	6,7	-63	-136	-6.100
Solarzelle2	41,7	0	0	0
kleines Windkraftwerk	6,7	0	0	0
kleines Wasserkraftwerk	2,0	0	0	0

(bei Bereitstellung von 100 MWh Strom, Werte gerundet)

Anmerkungen:

1 = Wärmegutschrift über Öl-Heizung

2 = Großes System auf nutzbarer Fläche (keine Dächer o.ä.)

Die Ergebnisse der halbquantitativen Analyse zeigen sowohl für die Heiz- wie auch für die Stromsysteme, daß der Anfall von Reststoffen aller Art gerade bei den Systemen relativ gering ist, die auch zu geringen Luftschadstoffemissionen führen.

Demgegenüber sind die emissionsintensiven Kohle-Heizsysteme sowie die elektrisch betriebenen Anlagen sowohl emissions- wie auch reststoffintensiv.

Die KWK-Systeme schneiden wie bei den gasförmigen Emissionen günstig ab, selbst Kohle-HKW können gegenüber Ölheizungen geringe Werte erzielen. Die gasbetriebenen KWK-Anlagen führen wie bei den Luftschadstoffen sogar zu Entlastungen auf der Reststoffseite.

Auch die stromseitig betrachteten gasbetriebenen KWK-Systeme können, bezogen auf den bereitgestellten Strom, günstige Reststoff-Werte erreichen. Damit wird die in Kapitel 3 getroffene Aussage zur Attraktivität dieser Systeme auch im Hinblick auf die Reststoffe bestätigt.

Nun noch einige Hinweise zu den Flächenbilanzen. Bei den Stromszenarien fallen besonders die beiden Solarkraftwerke mit besonders hohen spezifischen Flächen auf, und das, obwohl keine Netzanbindung ausdrücklich mit bilanziert wird.

Andererseits ist dies aufgrund der relativ geringen Energiedichten bei der Solareinstrahlung (verglichen z.B. mit akkumulierter Solarenergie in fossilen Brennstoffen) und den relativ geringen Auslastungsdauern nicht unplausibel.

Die Stromerzeugung mit Steinkohle- und Atomkraftwerken, ebenso wie mit kleinen Windkraftanlagen weist Flächenbeeinträchtigungen von nur ca. 1/10 der Flächen für die Solarkraftwerke aus, wobei beachtet werden muß, das in dieser zahlenmäßigen Bilanzierung keinerlei Intensitäten der Beeinträchtigung unterschieden wurden und auch bei den Großkraftwerken nur das Betriebsgelände ohne Berücksichtigung zusätzlicher Schutzzonen einbezogen worden ist.

Wiederum noch etwas bessere Werte erreichen auch hinsichtlich des Flächenaspektes die gekoppelten Gassysteme, wobei hier (wenn auch in geringem Maße) bereits Gutschriften gegenüber der Ölbereitstellung mit zum Tragen kommen.

Am unteren Ende der Beispielszenarien steht die kleine Wasserkraftanlage, die fast keine zuzuordnende Flächeninanspruchnahme aufweist.

Beim Heizssystemvergleich steht das Heizsystem auf der Basis von Braunkohle weit an der Spitze, was einerseits auf den hohen Flächenbedarf bei der Primärenergiegewinnung (Tagebau), andererseits auf den geringen Heizwert zurückzuführen ist.

Die Systeme auf Strombasis (Speicherheizung wie auch Wärmepumpen) nehmen einen Mittelplatz ein, jeweils wieder bedingt durch ein Zusammenspiel an Abbau- und Kraftwerksflächen sowie der Übertragungsleitungen.

Ebenfalls auf einem Mittelplatz sind die solaren Heizsysteme und die Erdgas- und Ölheizung zu finden.

Schließlich schneiden auch hier die gekoppelten Systeme aufgrund von Flächengutschriften (berechnet über substituierten Kondensationsstrom) wieder am besten ab, mit z.T. negativen anrechenbaren Flächenverbräuchen.

Im Gegensatz zur Stromerzeugung sind die solaren Heizsysteme, ebenso wie andere Systeme auf der Basis regenerativer Energieträger, bei der Wärmebereitstellung nicht sehr flächenintensiv, was hauptsächlich daran liegt, daß die Flächeninanspruchnahme oft nur über die Hilfsenergiebereitstellung angerechnet wird.

Interessant ist auch eine Betrachtung, bei der diejenigen Flächen, die aufgrund des Transportes der Energie (Pipelines, Stromleitungen) in die Bilanzierung eingehen, ausgeblendet und lediglich die Primärenergiebereitstellung und die Flächen der Kraftwerke betrachtet werden (vgl. Tabellen unten).

Tabelle 182 Heizsystemvergleich mit und ohne Energietransport

Szenario	mit Transport	ohne Transport
Heizöl-Heizung	1,2	0,8
Erdgas-Heizung	3,7	0,8
Elektrospeicher-Hzg-max	7,1	6,6
Elektrospeicher-Hzg-mix	12,2	7,1
Steinkohlebrikett-Hzg	0,7	0,7
Braunkohlebrikett-Hzg	52,4	52,4
Kohle-HKW-Entnahme-Kond.1	0,3	0,5
Erdgas-Gasturbine1	-0,2	-4,3
Erdgas-Gasmotor1	0,1	-3,6
Holz-Hackschnitzel2	1,7	1,6
Strohcobs2	3,7	3,7
E-Wärmepumpe-bivalent	5,9	5,4
E-Wärmepumpe-monoval.	8,8	8,3
Fernwärme3	0,9	1,0
Nahwärme4	1,3	-2,8

(Flächeninanspruchnahme in m2, bei 100 MWh Nutzwärme)

Anmerkungen:

1 Anlage mit Kraft-Wärme-Kopplung, Stromgutschrift über Steinkohle-Kraftwerk

2 größere Feuerungen in Heizwerken

3 Kombination Steinkohle-HKW mit Öl-Spitzenkessel, inkl. Wärmenetzverluste

4 Kombination Erdgas-BHKW mit Gas-Spitzenkessel, inkl. Wärmenetzverluste

Tabelle 183 Stromsystemvergleich mit und ohne Energietransport

Szenario	mit Transport	ohne Transport
Braunkohle-Kraftwerk	83,4	83,4
Steinkohle-Kraftwerk	8,0	8,0
Atomkraftwerk	8,5	8,1
Kohle-Entnahme-Kond.1	7,3	7,9
Erdgas-Gasturbine1	6,4	-0,2
Erdgas-Gasmotor1	6,7	-0,6
Solarzelle2	41,7	41,7
Wind-klein	6,7	6,7
Wasser-klein	2,0	2,0

(Flächeninanspruchnahme in m2, für 100 MWh Strom)

Anmerkungen:

1 = Wärmegutschrift über Öl-Heizung

2 = Großes System auf nutzbarer Fläche (keine Dächer o.ä.)

Während sich bei den Stromsystemen auf der Basis regenerativer Energieträger nichts verändert und auch die Größenordnung Energiebereitstellung aus Großkraftwerken in etwa gleichbleibt, ist bei den gekoppelten Systemen noch einmal eine weitere Verbesserung hinsichtlich der Flächenbilanz zu verzeichnen.

Dies ist ebenso bei den Heizungssystemen. Auch hier vergrößert sich die Flächenersparnis durch gekoppelte Systeme noch einmal kräftig, während die Systeme auf Strombasis (aus Großkraftwerken) nur geringfügig geringere spezifische Flächenwerte aufweisen. Besonders sei auf die beiden Heizanlagen auf der Basis von Öl und Gas hingewiesen. Unter den eingegangen Flächenannahmen für den Öl- und Gastransport verringern sich die zurechenbaren Flächen nach der Herausnahme der Transportsysteme bei der Ölheizung um ca. 25% und bei der Gasheizung um über 400%, was die unterschiedliche Bereitstellungsinfrastruktur wiedergibt.

6.2 Qualitative Umweltaspekte

Die im Kapitel 4 diskutierten qualitativen Umweltaspekte werden vom GEMIS-Programm für die betrachteten Energiesysteme aufgezeigt und stehen somit für Bewertungen durch den Nutzer zur Verfügung.

Um eine vergleichende Bewertung dieser qualitativen Umweltaspekte untereinander zu unterstützen, wurden diese Aspekte in einer primäreneriebezogenen, vergleichenden Intensitätsskala erfaßt (vgl. Kapitel 5.2).

Das GEMIS-Programm stellt auf dieser Grundlage eine Gegenüberstellung der qualitativen Aspekte nach einer symbolischen Skalierung zusammen, die in den folgenden Abbildungen dokumentiert sind.

Abbildung 11 Vergleich qualitativer Aspekte von Heizsystemen

<table>
<tr><th>Szenario</th><th>Rest-
stoff</th><th>Unfall-
gefahr</th><th>Mikro-
ökologie</th><th>Flächen-
nutzung</th><th>Sonder-
aspekt</th></tr>
<tr><td>Heizöl-Hzg</td><td>-|</td><td>--|</td><td>--|</td><td>-|</td><td>Tankerunfälle</td></tr>
<tr><td>Erdgas-Hzg</td><td>-|</td><td>-|</td><td>-|</td><td>-|</td><td>Gasexplosion</td></tr>
<tr><td>E-Hzg-Max</td><td>---|</td><td>--|</td><td>---|</td><td>---|</td><td>Halogene</td></tr>
<tr><td>E-Hzg-Mix</td><td>---|</td><td>--|</td><td>---|</td><td>---|</td><td>Halogene</td></tr>
<tr><td>StK-Hzg</td><td>---|</td><td>--|</td><td>---|</td><td>---|</td><td>Halogene</td></tr>
<tr><td>BrK-Hzg</td><td>--|++</td><td>-|</td><td>---|+</td><td>---|+</td><td>Halogene</td></tr>
<tr><td>Ko-HKW-groß</td><td>---|</td><td>--|</td><td>---|</td><td>---|</td><td>Halogene</td></tr>
<tr><td>Gas-GT-HKW</td><td>-|+++</td><td>-|++</td><td>-|+++</td><td>-|+++</td><td>Gasexplosion</td></tr>
<tr><td>Gas-BHKW</td><td>-|+++</td><td>-|++</td><td>-|+++</td><td>-|+++</td><td>Gasexplosion</td></tr>
<tr><td>Holz-HS-HW</td><td>-|</td><td>-|</td><td>-|</td><td>|</td><td>Nährstoffentzug</td></tr>
<tr><td>Stroh-HW</td><td>-|</td><td>|</td><td>-|</td><td>|</td><td>Nährstoffentzug</td></tr>
<tr><td>EWP-biv.</td><td>---|</td><td>--|</td><td>--|</td><td>--|</td><td>Tankerunfälle</td></tr>
<tr><td>EWP-monov.</td><td>----|</td><td>--|</td><td>---|</td><td>---|</td><td>Supergau</td></tr>
<tr><td>Fernwärme</td><td>---|</td><td>--|</td><td>---|</td><td>---|</td><td>Tankerunfälle</td></tr>
<tr><td>Nahwärme</td><td>-|++</td><td>-|+</td><td>-|++</td><td>-|++</td><td>Gasexplosion</td></tr>
</table>

Abbildung 12 Vergleich qualitativer Aspekte von Stromsystemen

<table>
<tr><th>System</th><th>Rest-
stoffe</th><th>Unfall-
gefahr</th><th>Mikro-
ökologie</th><th>Flächen-
anspruch</th><th>Sonder-
aspekt</th></tr>
<tr><td>Braunkohle-KW</td><td>--|</td><td>-|</td><td>---|</td><td>---|</td><td>Halogene</td></tr>
<tr><td>Steinkohle-KW</td><td>---|</td><td>--|</td><td>---|</td><td>---|</td><td>Halogene</td></tr>
<tr><td>Atomkraftwerk</td><td>----|</td><td>--|</td><td>---|</td><td>---|</td><td>Gefahr Supergau</td></tr>
<tr><td>Steinkohle-HKW1</td><td>---|+</td><td>--|++</td><td>---|++</td><td>---|+</td><td>Halogene</td></tr>
<tr><td>Gas-Gasturbine1</td><td>-|+</td><td>-|+</td><td>-|+</td><td>-|+</td><td>Gasexplosion</td></tr>
<tr><td>Erdgas-BHKW1</td><td>-|+</td><td>-|++</td><td>-|++</td><td>-|+</td><td>Gasexplosion</td></tr>
<tr><td>Solarzelle2</td><td>|</td><td>|</td><td>-|</td><td>-|</td><td>Materialintensität</td></tr>
<tr><td>Wind-klein</td><td>|</td><td>|</td><td>-|</td><td>-|</td><td>Landschaftsbild</td></tr>
<tr><td>Wasser-klein</td><td>|</td><td>|</td><td>-|</td><td>-|</td><td>Mehrfachnutzung</td></tr>
</table>

Anmerkungen:

1 = Wärmegutschrift über Öl-Heizung

2 = Großes System auf nutzbarer Fläche (keine Dächer o.ä.)

Bei dieser Zusammenstellung werden die auftretenden Gutschriften bei KWK-Systemen vom Programm nicht verrechnet, sondern als "+" ausgewiesen, d.h. als vermiedene Belastung.

Die Darstellung wurde gewählt, um eine eigenständige Interpretation der Verrechenbarkeit durch den Nutzer zu ermöglichen. Eine interne Aggregation dieser primärenergiespezifisch normierten Intensitäten durch das Computerprogramm ist u.E. nicht ohne aufwendige Kommentierung möglich und auch dann nur subjektiv begründbar, da bei der Gutschrift von KWK-Strom in der Regel unterschiedliche Primärenergien (z.B. Gas gegen Kohle) zu "verrechnen" wären. In den Bewertungsprofilen finden sich nun in einer sehr verdichteten Form die diskutierten relativen Gewichte qualitativer Umweltaspekte wieder, wobei allerdings das Bewertungsbild nicht die Interpretation der vom Programm ausgewiesenen Zahlenwerte ersetzen kann, sondern als Ergänzung zu verstehen ist.

Dies sei am Beispiel des Flächenaspektes beleuchtet: Obwohl Solarkraftwerke die höchste spezifische Flächeninanspruchnahme aller betrachteten Anlagen aufweisen, erscheinen sind sie im qualitativen Bewertungsbild sehr viel günstiger als die Stromproduktion z.B. aus Steinkohle und Uran. Dies beruht darauf, daß im Bewertungsbild, wie es derzeit verwendet wird, eine rein qualitative Betrachtung vorherrscht und bei unserer Bewertung des relativen Gewichts der einzelnen Primärenergieträger hinsichtlich des qualitativen Aspekts "Flächenanspruch" die Solarenergie ein geringes Gewicht erhielt.

Inwieweit diese qualitative Bewertung durch das quantitative Ergebnis zur Fläche kompensiert wird, kann nicht generell entschieden werden, da diese Aggregation auf subjektiven Wertungen beruhen würde (vgl. Kapitel 5.1).

Die Bewertungsprofile können aber u.E. einen ersten Einstieg in den System- oder Szenarienvergleich geben, da sie es erlauben, schnell einen Überblick zu gewinnen, z.B. hinsichtlich der Gutschriftensituation und der Entlastung der Umwelt beim Einsatz bestimmter Systeme.

6.3 Monetarisierung

Um eine Interpretationsmöglichkeit für quantitative Emissionsbilanzen auch in ökonomischer Hinsicht zu geben, wurde im Rahmen des GEMIS-Projekts das Konzept der Emissionsvermeidungskosten entwickelt (vgl. Kapitel 5.3 und Anhang 2).

Von den betrachteten Energiesystemen ist das Gasmotor-BHKW am emissionsärmsten, daher wird es vom Programm als Referenzanlage gewählt.

Alle anderen Heizsysteme werden vom GEMIS-Programm mit den Kosten belastet, die im Mittel aufzuwenden wären, um die Emissionsdifferenz zu diesem System durch Ausgaben für Emissionsvermeidung an anderer Stelle auszugleichen.

Da die Emissionsvermeidungskosten stark auf die Einbeziehung von CO_2 reagieren, wird im GEMIS-Programm zwischen der Monetarisierung mit und ohne CO_2-Vermeidung unterschieden und für die CO_2-Vermeidungskosten ein "niedriger" und ein "hoher" Wert verwendet (vgl. Anhang 2).

Folgende Tabellen zeigen die Ergebnisse:

Tabelle 184 Monetarisierte Emissionen von Heizsystemen

System	Emissionsvermeidungskosten in DM		
	SO_2+NO_x+Staub	CO_2-niedrig	CO_2-hoch
Heizöl-Hzg	480	570	5.670
Erdgas-Hzg	240	470	4.680
Elektro-Hzg-max	980	1.180	11.850
Elektor-Hzg-mix	840	1.010	10.010
Steinkohlebrikett-Hzg	1.750	740	7.440
Braunkohlebrikett-Hzg	780	850	8.480
Kohle-HKW-groß1	190	240	2.430
Erdgas-Gasturbine1	0	0	0
Erdgas-Gasmotor1	1	70	670
Holz-Hackschnitzel2	540	240	2.390
Strohcobs2	680	240	2.430
EWP-bivalent	430	520	5.230
EWP-monovalent	340	430	4.320
Fernwärme3	250	310	3.110
Nahwärme4	60	150	1.470

(bezogen auf 100 MWh Nutzwärme, Werte gerundet)

Anmerkungen:

1 Anlage mit Kraft-Wärme-Kopplung, Stromgutschrift über Steinkohle-Kraftwerk

2 größere Feuerungen (über 1 MWth) in Heizwerken

3 Kombination Steinkohle-HKW mit Öl-Spitzenkessel, inkl. Wärmenetzverluste

4 Kombination Erdgas-BHKW mit Gas-Spitzenkessel, inkl. Wärmenetzverluste

Tabelle 185 Monetarisierte Emissionen von Stromsystemen

System	Emissionsvermeidungskosten in DM		
	SO_2+NO_x+Staub	CO_2-niedrig	CO_2-hoch
Braunkohle-Kraftwerk	930	1.180	11.830
Steinkohle-Kraftwerk	930	950	9.510
Atomkraftwerk	220	80	760
Kohle-Entnahme-Kond.1	470	460	4.590
Erdgas-Gasturbine1	160	50	540
Erdgas-Gasmotor1	0	0	0
Solarzelle2	280	50	520
Wind-klein	280	30	320
Wasser-klein	270	20	240

(für 100 MWh Strombereitstellung frei Netz, Werte gerundet)

Anmerkungen:

1 = Wärmegutschrift über Öl-Heizung

2 = Großes System auf nutzbarer Fläche (keine Dächer o.ä.)

Die sich aus diesen Kenngrößen ergebende Rangfolge der Energiesysteme stimmt weitgehend mit der expliziten Bewertung der quantifizierbaren und den Intensitäten der qualitativen Umweltaspekte überein, sodaß von dieser interpretativen Kenngröße zumindest beim vorgestellten Bewertungsraster keine "falschen" Signale über die Umweltrelevanz von Energiesystemen zu erwarten sind.

Es sei nochmals auf die Probleme der Monetarisierung von Umweltaspekten und der zugrundeliegenden Datenbasis hingewiesen (Anhang 2), die u.E. die Aussagekraft dieser Interpretationshilfe sehr weit relativieren.

7 Ausblick

Im folgenden werden, in Ergänzung zur Beschreibung und Dokumentation des bisher Erreichten, einige offene Fragen aufgezeigt und Perspektiven für die Weiterentwicklung des GEMIS-Programms diskutiert.

Kapitel 7.1 zeigt Fragestellungen auf, die im Zusammenhang mit der Umweltanalyse von Energiesystemen im GEMIS-Projekt zwar aufgegriffen wurden, aber nicht abschließend zu klären waren. Damit wird auf notwendige Arbeiten hingewiesen.

Kapitel 7.2 zeigt Ergänzungsmöglichkeiten auf, die eine Ausweitung der einbezogenen Umweltaspekte und programmtechnische Verbesserungen betreffen.

In Kapitel 7.3 werden Möglichkeiten zur Ergänzung der GEMIS-Anwendungsbereiche unter Beibehaltung der Verarbeitungsstruktur behandelt und eine grundlegende Modifikation in Richtung eines Gesamtinstrumentes diskutiert.

7.1 Offene Fragen

Trotz umfangreicher Recherchen konnten einige wichtige Grunddaten für die Beschreibung von Prozeßketten im GEMIS-Projekt nur durch Schätzungen oder grobe Modellannahmen definiert werden (vgl. vor allem Kapitel 2.3).

Die größte Unsicherheit weisen dabei die Prozeßketten zur Öl- und Gasgewinnung (Auslandsanteile)[1] sowie die Uran-Prozeßkette auf[2].

Auch die materialbezogenen Daten für Energiesysteme lassen sich durch ergänzende Arbeiten verbessern[3] und ggf. vorliegende Probleme bei der Herstellung von Komponenten zu rationellen Energienutzung und regenerativen Systemen einbeziehen[4].

Da das GEMIS-Computerprogramm für solche Datenänderungen offen ist, kann eine Datenfortschreibung z.B. im Jahr 1990 erfolgen.

---

1 Hierzu laufen im Zuge des Forschungsprogramms der Enquête-Kommission "Vorosrge zum Schutz der Erdatmosphäre" des Deutschen Bundestages sowie von Seiten der Öl- und Gaswirtschaft mehrere Untersuchungen, die ggf. neuere Erkenntnisse bringen können und zum Jahresende 1989 vorliegen werden.

2 Die VDEW versucht gegenwärtig, bessere Einzeldaten für die Uran-Kette zu ermitteln.

3 Eine Ergänzung bzw. Verbesserung der Materialvektoren kann durch z.Zt. laufende Arbeiten der Programmgruppe Systemforschung und Technologische Entwicklung der KFA Jülich ermöglicht werden (pers. Mitt. von Dr.Wagner, KFA Jülich, August 1989)

4 vgl. die Darstellung des entsprechenden Forschungsbedarfs in: Zusammenstellung klimarelevanter Emissionsdaten für Energiesysteme in der BRD, ÖKO-Institut, i.A. der Enquête-Kommission "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre", Darmstadt 1989

Neben diesen Fragen wurde in GEMIS der gesamte Komplex der elektromagnetischen Strahlung ausgeklammert. Neue Untersuchungen aus den USA zeigen aber, daß die Umwelt- und Gesundheitsaspekte von Einwirkungen elektromagnetischer Felder (EMF) durchaus relevant sein können[5], und verweisen auf erhebliche Konsequenzen für die Elektrizitätserzeugung, -verteilung und -nutzung, wenn sich die EMF-Verdachtsmomente erhärten sollten[6].

Eine dahingehende aktuelle Analyse und ggf. Ergänzung des GEMIS-Programms sollte im Zuge einer Fortschreibung durchgeführt werden.

7.2 GEMIS-Weiterentwicklungen

7.2.1 Ergänzungen um weitere Umweltaspekte

5 vgl. Power-frequency electric and magnetic fiedls: exposure, effects, research, and regulation, I.Nair et al., Carnegie Mellon University, OTA Contractor Report, Washington D.C. 1989

6 vgl. Electric power wheeling and dealing, US Congress Office of Technology Assessment, Washington D.C. 1989

Das GEMIS-Programm bietet die Option, ohne wesentliche Änderung weitere Umweltaspekte zu verarbeiten. Hierzu ist es erforderlich, für die jeweilig interessierenden Umweltaspekte die Kenndaten zu recherchieren und abzugleichen[1]. Als Ergänzungen sind u.E. sinnvoll:

- ausgewählte Kohlenwasserstoffe[2]
- Schwermetall-Emissionen (insbesondere Cadmium, Blei und Quecksilber)
- Abwasserbelastung (differenziert nach Sauerstoff-Bedarf, anorganischen Salzen, adsorbierbaren halogenierten Kohlenwasserstoffen)

7.2.2 Programmoberfläche und Datenbasis

Das GEMIS-Modell beschränkt sich z.Zt. auf monochrome Bildschirmausgabe und einfache Maskentechniken zur Ein- und Ausgabe von Daten[3].

Für eine bessere Nutzerunterstützung könnten die Masken so gestaltet werden, daß Eingabefelder, berechnete Felder und Erklärungstexte farblich differenziert erscheinen. Die Prozeßkettendarstellung erfolgt z.Z. nur als einfache Liniengrafik. Eine Erweiterung könnte den jeweiligen Anlagentyp als Ikone darstellen und die gesamte Verknüpfungsstruktur abbilden, wobei die verursachten Emissionen mit aufgelistet werden könnten[4].

Die GEMIS-Datensätze könnten auch in einer Datenbank abgespeichert werden, die neben den Daten auch Quellenhinweise oder mehr Erläuterungen enthält[5].

7.3 Zukünftige Fragestellungen

Neben den in Kapitel 7.2 zusammengestellten daten- und programmseitigen Ergänzungen sind Weiterentwicklungen sinnvoll, die sowohl eine Anwendung des GEMIS-Ansatzes auf neue Fragestellungen zum Inhalt haben, als auch eine Ausweitung der bisher in GEMIS verarbeitbaren Daten.

7.3.1 Ausweitung der Anwendungsbereiche

Die dem GEMIS-Ansatz zugrundeliegende Prozeßkettenanalyse bietet auch für andere Anwendung als Energiesysteme eine angemessene methodische Basis, wobei vor allem solche Fragen von Interesse sind, die Schnittstellen zur Energieproblematik aufweisen.

---

[1] Ein Forschungsprojekt zu einer Vielzahl von Umweltaspekten der Energienutzung wird z.Zt. von der Energy Systems Research Group in Boston/MA im Auftrag des UNEP durchgeführt (pers. Mitt. von Dr. van Hippel vom Mai 1989)

[2] vgl. zu CO und Kohlenwasserstoffen: Zusammenstellung klimarelevanter Emissionsdaten für Energiesysteme in der BRD, Öko-Institut, i.A. der Enquête-Kommission "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre", Darmstadt 1989

[3] vgl. hierzu näher das Benutzerhandbuch zu GEMIS

[4] Diese Erweiterung erfordert allerdings höherwertige Grafik-Adapter und Bildschirme, da die Auflösung üblicher Grafiksysteme für PC nicht ausreicht.

[5] Ein entsprechendes Konzept wird von der Energy Systems Research Group im Environmental Data Base Projekt für das UNEP verfolgt (pers. Mitt. von Dr. van Hippel vom Mai 1989)

Die naheliegendste Erweiterung stellt aus unserer Sicht die in Richtung abfallwirtschaftlicher bzw. -planerischer Fragen dar. Um Aussagen für abfallwirtschaftliche Fragen zu erlauben, muß die Daten- und Algorithmus-Implementation um einen abfallbezogenen Teil ergänzt werden. Als Basis kann die "Entsorgung" einer Einheit (Standard)Hausmülls, bezogen auf deren Komponenten, gewählt. Als Anlagen könnten Einrichtungen zu getrennter Sammlung, stofflichem Recycling, Deponien usw. implementiert werden, wobei als Gutschriften z.B. substituierte Primärprodukte verrechenbar wären.

Zusammen mit den vorhandenen Daten zu energetischen Anlagen könnte dann eine integrierte Planung nach abfall- und energiebezogenen Kriterien durch das erweiterte GEMIS-Programm unterstützt werden.

Neben der Ausweitung des Programms auf die Abfallseite hin kann auch eine Erweiterung in Richtung Produktion erfolgen[6]. Über die Primärenergiegewinnung hinaus könnten dabei die Rohstoffgewinnung, deren Transport und Umwandlung sowie die Herstellung von Basisprodukten in den Algorithmus und die Datenbasis einbezogen werden, womit ein volle Integration der Energieplanung (materialbezogene Aspekte) und der Reststoffseite (Produktgutschriften) möglich wird.

7.3.2 Erweiterungen der Verarbeitungsmittel

Eine u.E. wichtige Weiterentwicklungsoption des GEMIS-Modells geht über die bislang diskutierten Fragen hinaus, indem neue Typen von Wissensverarbeitung für einbezogen werden. Unsere These hierbei ist, daß komplexe umweltbezogene Fragen im Energiebereich durch Erweiterungen der quantitativen GEMIS-Modellbasis besser zu bearbeiten sind. Als Erweiterungen kommen in Frage:

- halb-quantitative Teilmodelle (Schätzverfahren, Indikatorsysteme)
- qualitative Teilmodelle (z.B. verbale Modelle)
- analysierende und evaluierende Prozesse.

Um beispielsweise das endogene Energiepotential einer Region zu erheben, sind mittlerweile sowohl Schätz- wie auch Indikatormodelle (statistisch gestützt) verfügbar[7]. Beim Vorhandensein fossiler Lagerstätten kommen die entsprechenden Typisierungsverfahren nach Mächtigkeit usw. hinzu.

Ein weiterentwickeltes GEMIS könnte ein Werkzeug darstellen, in dem die erforderlichen Teilmodelle, Datenbasen und sonstigen Wissenskonstrukte zusammengeführt wurden und das "nur noch" die Anpassung an die regionale Situation erfordert, um umweltbezogene Fragen zu bearbeiten.

Dieses Werkzeug kann zudem analytische Hilfsmittel (Szenariengeneratoren, mehrdimensionale Optimierung und Test-Verfahren) anbieten, die in komplexen Entscheidungen typischerweise Verwendung finden, oder auch weitere Möglichkeiten der Ergebnisdarstellung, z.B. durch eine Darstellung mit Flächenbezug unter Ausnutzung der Computerkartografie.

Als Teilmodelle sind z.B. bei Wasserkraftwerken

- Schätzverfahren zur Restwassermengenbestimmung,
- stauhöhenabhängige Überflutungsmodelle für Uferrandzonen,

---

6 Dabei sind die Erfahrungen des ÖKO-Instituts sowie anderer Forschungseinrichtungen mit Produktlinienanalysen nutzbar.

7 Dies gilt für Biomassen sowie Solarenergie- und Wasserkraftnutzung, für Windenergiesysteme sind ergänzende Orientierungsmessungen erforderlich.

- Rasterungen von Ergebnissen biologischer Screening-Verfahren und
- Datenbanken mit Ortsbezug für Populationen

mögliche Bestandteile des Werkzeugs.

Bei Biomassen sind dagegen

- sorten- und flächenbezogene Ertragsmodelle,
- einfache Nährstoff-Bilanzen und
- ökosystemare Modelle der Wirkungen von Biomasse-Entnahmen

mögliche Bestandteile.

Ein Forschungsvorhaben zu diesem Problembereich wäre wie das GEMIS-Projekt in einen wissens- und einen methodenorientierten Aspekt unterteilt.

Der wissensorientierte Teil hätte zur Aufgabe, die verstreuten Ansätze für halb-quantitative, verbale usw. Modelle zu sichten und auf Anwendungsmöglichkeiten hin zu überprüfen. Hinzu käme eine Analyse der Verwendbarkeit von regionalisierten Screening-Verfahren für ökologische Wirkungen.

Der methodenorientierte Teil muß nach geeigneten formalen Ansätzen und Hilfsmitteln suchen, insbesondere unter Ausnutzung der Möglichkeiten wissensbasierter Hochsprachen, und deren konkrete Anwendbarkeit untersuchen. Dabei ist eine intensive Rückkopplung mit möglichen Nutzern des Werkzeugs erforderlich.

Wenngleich dieser Aufwand angesichts der Ergebnisunsicherheit hoch erscheint, ist ein solches Vorhaben dennoch gerechtfertigt, da eine grundlegende Analyse hierzu bislang fehlt. Somit wäre auch ohne direktes Ergebnis, d.h. ohne "Werkzeug", ein nützlicher Beitrag zur Diskussion im Problemfeld Energie/Umwelt möglich.

Anhang zum Endbericht

A-1 Umweltbewertung der Seattle City Light

Die Methodik zur Berücksichtigung von Umweltaspekten in der Energieplanung der Stadtwerke von Seattle stellt u.E. eine interessante Möglichkeit auch für hiesige Verhältnisse dar. Im folgenden soll diese Konzeption kurz dargestellt werden.

Die Analysen im "Strategic Corporate Plan" der Seattle City Light <SCL 1987> für die zukünftige Stromversorgung der Stadt Seattle beruhen darauf, verschiedene, technisch-wirtschaftlich mögliche Versorgungsoptionen zu benennen, die das sogenannte resource portfolio bilden, also einen Pool von Bereitstellungsoptionen.

Aus diesem Pool werden zeitlich geordnete Szenarien ("strategies") der Resourcen-Akquisition (also des Zubaus von Anlagen oder des Zukaufs von Leistung/Arbeit bzw. der programmäßigen Erschließung von Einsparpotentialen) zusammengestellt. Diese Zusammenstellung erfolgt anhand von Kritierensätzen, die wirtschaftliche, regionalpolitische und umweltbezogene Kriterien enthalten. Die Szenarien werden so erstellt, daß sie jeweils einen Zielbereich möglichst optimal erfüllen (Ökonomie-Szenario, Ökologie-Szenario usw.). So wird z.B. eine "Strategie der geringsten Kosten" einer "Strategie der geringsten Umweltbelastung" mit einem jeweils unterschiedlichen Anlagenmix gegenübergestellt.

Bei der Auswahl von Optionen zur Szenarienerstellung werden zudem übergreifende Kriterien. So ist z.B. in allen Strategien die Bedingung zu erfüllen, nur maximal eine Resource (bzw. Anlage) mit einem "high impact" einzuplanen.

Die weiter unten dargestellten Umwelt-Bewertungskriterien der Seattle City Light beziehen sich auf die Einordnung von Umweltaspekten in drei "Schwere"-Kategorien (sowie "low-impact" als eine "no-significance"-Kategorie). Unter der unten nicht aufgeführten low-impact-Kategorie subsummiert SCL alle Energieeinspar-Maßnahmen, Effizienzverbesserungen sowie alle Solarenergie-Optionen.

Soweit eine Energieoption mehr als einen Umweltaspekt aufweist, erfolgt die Einordnung nach dem jeweils "schwersten" Kriterium. Die erfolgte Einschränkung auf "Netto"-Belastungen heißt, daß die Bilanz von Eingriff/Belastung, Minderungsmaßnahmen und ggf. positiven Effekten für die Einstufung interessiert.

A-1.1 Hohe Belastung (High impact)

1. Netto-Beeinflussung von (wandernden) Fischspezies
2. Netto-Beeinflussung gefährdeter Tier- und Pflanzenarten
3. negative Beeinflussung einzigartiger Ressourcen (z.B. unberührten Gebieten, "wilderness")
4. Errichtung der Anlagen in geschützten Gebieten
5. Beitrag zu sauren Niederschlägen
6. potentiell signifikante karzinogene, mutagene oder teratogene Einwirkungen
7. signifikante thermische Belastung (über Grenzwert für sensible Spezies)
8. Gewässerkontamination
9. Möglichkeit zu nicht akzeptablen katastrophalen Ereignissen
10. Sonder-/Gift-Abfälle, für die keine ökologisch akzeptable Entsorgungslösung vorliegt
11. Grund für internationale Konflikte
12. signifikante Veränderungen des Gewässerregimes (z.B. Entwässerung)
13. Verlust wichtiger archäologischer oder kultureller "Ressourcen"

A-1.2 Mittlere Belastung (High moderate impact)

1. Bodenerosion, Versalzung
2. jegliche negative Beeinflussung andromischer Fischspezies
3. Netto-Auswirkungen auf Lebensräume von empfindlichen Tierarten
4. Anlagenstandort in sensiblen Arealen
5. thermische Belastung < Grenzwert, ab dem Spezies beeinträchtigt werden
6. Entfernen der Vegetation auf nennenswerten Flächen
7. negative Beeinträchtigung der Lebensqualität
8. Netto-Beeinträchtigung der Erholungsfunktion
9. Notwendigkeit erheblicher zusätzlicher Übertragungsleitungen
10. signifikante Luftbelastung
11. signifikante Gewässerbelastung
12. Anfall gefährlicher oder toxischer Abfallstoffe, obwohl eine ökologisch akzeptable Entsorgungstechnik vorhanden ist
13. signifikante Lärmbelastung (gesundheitsschädigend)

14. überdurchschnittliche Unfallgefahren oder Effekt auf Arbeitssicherheit (sowohl Mortalität wie auch Morbidität)

A-1.3 Mäßige Belastung (Moderate impact)

1. Zunahme an CO2 (Treibhauseffekt)
2. ästhetische Beeinträchtigungen
3. Lärm (Belästigung von Menschen, Beeinflussung von Lebensräumen)
4. Beeinträchtigung von (nicht-wandernden) Fischpopulationen
5. Veränderung der Vegetation, Probleme bei der Wiederanpflanzung
6. mögliche geologische Auswirkungen (Erhöhung seismischer Aktivität)
7. mäßige Luftverschmutzung
8. mäßige Wasserverschmutzung
9. Beeinträchtigung von Lebensräumen (nicht-geschützter) Arten

Diese Aufstllung zeigt, daß einige der SCL-Kriterien für die Verhältnisse in der BRD überarbeitet werden müssen. Zum einen sind die rechtlichen Voraussetzungen zu modifizieren (z.B. Nationalparks), zum anderen die inhaltlichen Kriterien anzupassen (z.B. Fischpopulationen spielen hierzulande praktisch keine Rolle als Umweltfaktor). Das Vorgehen der SCL kann aber als Richtschnur dienen für ein Verfahren, das auf hiesige Energie-Planungen/Entscheidungen abstellt.

U.E. können die folgenden Kriterien direkt übernommen werden:

- Kriterium 2, 4 und 6 bis 12 der "hohen Belastung"
- Kriterium 1, 3 und 4 sowie 9 bis 14 der "mittleren Belastung"
- Kriterium 1 bis 3 und 5 bis 9 der "mäßigen Belastung"

Diese Kriterien können z.T. auch noch (quantitativ) konkretisiert werden, um eine höhere Trennschärfe zu erhalten.

A-2 Monetarisierungsdiskussion

A-2.1 Ökonomische Bewertung und Umwelt

Seit der Diskussion um die sog. externen Kosten des Wirtschaftssystems wird - belebt durch neoliberale Wirtschaftstheoretiker - versucht, über die klassischen betriebswirtschaftlichen Bilanzgrößen hinaus die Allokationsmechanismen von Kapital um eine oder mehrere Geldgrößen zu erweitern, die den "Gegenwert" von in Anspruch genommenen oder verbrauchten Ressourcen ausdrücken sollen.

Von besonderem Interesse für umweltbezogene Fragestellungen ist diese Internalisierung externer Kosten hinsichtlich der Schäden, die an menschlicher Gesundheit und natürlichen Ressourcen durch das Wirtschaften verursacht werden.

A-2.2 Grundlegende Methodik der Monetarisierung

Die Grundidee der Monetarisierung von Umweltwirkungen ist recht einfach: alle quantifizierbaren Umweltaspekte werden soweit wie möglich auf eine Geldgröße umgerechnet <GYSIN 1985>.

Durch die Umrechnung auf eine einheitliche Bewertungsgröße (Geldwerte) soll erreicht werden, daß

- einerseits verschiedene Umweltaspekte (Materialschäden, Gesundheitsbeeinträchtigung) untereinander verglichen und zu einer Größe additiv aggregiert werden können,
- andererseits auch eine direkte Verrechnung ökonomischer und ökologischer Aspekte möglich ist.

Wenngleich einiges an Einschränkungen dieser Grundidee anzuführen ist (vgl. unten), so bestiсht das Monetarisierungskonzept durch die o.g. Anwendungsoptionen.

Eine Detaillierung und Anwendung, gleichzeitig aber auch profunde Kritik, fand die Monetarisierung in der Kosten-Nutzung-Analyse[1].

Die klassische Basis zur Monetarisierung ist eine Geldgröße, wofür entweder der (monetäre) Schaden dienen kann, den die Umwelteinwirkung verursacht, oder der Verlust an (monetärem) Nutzen, der einer Umweltwirkung zugesprochen wird.

Hier ist eine deutliche Abgrenzung von Werten und Preisen bzw. Kosten erforderlich <ECO 1981>:

Als Wert einer Sache soll die (ideelle) Bedeutung verstanden werden, die sie für den Einzelnen oder die Gesellschaft hat. In einigen Fällen kann dieser Wert als Preis, d.h. in einer Geldgröße, gemessen werden, oft aber kann ein Preis nicht den Wert abbilden. Dies gilt besonders für Umweltaspekte (z.B. saubere Luft), die nicht Besitz von Einzelnen sind sowie für die Gesundheit - sie werden nicht "auf dem Markt" gehandelt, es wird also kein Marktpreis über Transaktionen festgestellt.

So kann z.B. der Preis dafür, daß ein Wald durch Schadstoffeintrag stark geschädigt wird, hinsichtlich des Holzes relativ genau über den Verkaufspreis pro Festmeter ermittelt werden. Für die durch den Schadstoffeintrag ausfallenden "Umweltfunktionen" des Waldes (Pufferung von Temperatur-, Niederschlags- und Windextremen, Habitat für Tiere und Pflanzen) jedoch ist kein direkter Preis vorhanden, da diese Leistungen weder ver- noch gekauft werden.

Die Monetarisierung versucht nun, dennoch einen "Preis" für diese Güter über indirekte Methoden zu bestimmen. Als Mittel hierzu dienen vier Ansätze (<ECO 1981>, <ENDRES 1985>, <RUBIK 1985>, <OECD 1989>):

- der potentielle Preis, den Einzelne für den Erhalt eines (Umwelt)Gutes zu zahlen gewillt sind und der durch Befragung erhoben wird (willingness-to-pay)
- der kompensatorische Preis, für den Einzelne auf ein (Umwelt)Gut zu verzichten gewillt sind und der gleichfalls durch Befragung erhoben wird (willingness-to-sell)
- die Schadenskosten, die durch Ausfall oder Beeinträchtigung eines (Umwelt-) Gutes entstehen
- die Ersatzkosten zur Substitution eines (Umwelt)Gutes durch andere, i.d.R. technische Leistungen

---

[1] Einen Überblick zum Anwendungsstand und zur Kritik der Konzeption geben <SHRADER-FRECHETTE 1985> und <UNEP 1985>.

Für die erste Methoden gibt es zwar einige empirische Untersuchungen (für die BRD vor allem <SCHULZ 1985>), ihre Nützlichkeit ist wegen des fiktiven Charakters der gefundenen Preise aber umstritten <RUBIK 1985>.

Die zweite Methode wird vor allem indirekt verwendet, um den "Preis" menschlicher Gesundheit und besonders des menschlichen Lebens zu ermitteln. So können z.B. Risikozuschläge auf die Entlohnung in besonders gesundheitsgefährdeten Berufen als Maß für den Geldwert der Gesundheit herangezogen werden <ECO 1981>.

Auch dieser Ansatz ist sowohl in der direkten Befragungsform (wegen der Fiktivität) als auch in der indirekten statistischen Form (wegen des Unterschieds zwischen Statistik und Einzelschicksal) umstritten <SHUMAN/CAVANAGH 1982>.

Da diese Methodik für die hier vorrangig interessierende Preisfindung bei Umweltgütern nicht relevant ist - Einzelne können Umweltgüter mangels Besitztitel auch hypothetisch nicht verkaufen - und wir methodische Bedenken gegen den "Ausverkauf" solcher Güter haben, werden willingness-to-sell rsp. to-pay im folgenden nicht weiter diskutiert (vgl. dazu <LEPRICH/FRITSCHE 1989>).

Die Methoden 3 und 4 lassen sich nicht eindeutig trennen, da die Schadenskosten oft nur indirekt über Kompensationen ausgedrückt werden.

A-2.3 Offene Grundprobleme der Monetarisierung

Wird als prinzipielle Einschränkung akzeptiert, daß Monetarisierungen nicht alle Umweltaspekte betreffen können, so greift die oft geäußerte Kritik, nicht alles habe seinen Preis, wohl aber einen Wert, nur in Hinblick auf die Aussagekraft des Monetarsierungs-Konzepts.

Allerdings ist es zutreffend, daß die Monetarisierung unterstellt, hohe Umweltkosten (im Sinne von z.B. hohen Schäden) könnten durch geringe "klassische" Gestehungskosten der jeweiligen Energiequelle kompensiert werden, sodaß durch die Verrechnung beider Geldgrößen ein mittlerer Preis entsteht.

Hierbei ist zu fragen, ob hohe Umweltschäden "wirklich" durch geringe Gestehungskosten ausbalanciert werden können - als Problem dabei ist insbesondere an die Verteilung von Umweltkosten und betriebswirtschaftlichem Nutzen zu denken. Diese Verteilungsfrage ist hinsichtlich der räumlichen, sozialen und zeitlichen Dimension zu sehen <HAMPICKE 1987>.

Verschärfend für diese Verteilungsfrage stellen sich die Probleme

- Marktzugang
- Markttransparenz und
- Marktkompetenz

bei der Transaktion von Umweltkosten und Projektnutzen <ENDRES 1985>.

Die Bürger, die von einer Beeinträchtigung ihres Lebensumfelds (oder gar ihrer Grundlagen) betroffen sind, haben in der Regel eine deutlich schlechtere Verhandlungsposition gegenüber einem (industriellen) Verschmutzer, sie überblicken die sie betreffenden Schäden weniger gut als der Projektträger seinen Nutzen, und ihre Kompetenz zu einer "Veräußerung" ihrer Umwelt an einen anderen "Käufer" scheitert an der räumlichen Bindung.

Es mag daher in einer abstrakten Kosten/Nutzen-Abwägung noch angehen, Schadenskosten gegen betriebswirtschaftliche Vorteile (Gewinne) aufzurechnen - bei Umweltschäden ist ein dahingehender "deal" zwischen Projektträger und Betroffenen kaum zu erwarten.

Als weiteres Problem ist die Beurteilung des Preises der menschlichen Gesundheit und insbesondere eines menschlichen Lebens, oder - anders ausgedrückt - der "Kosten für einen Toten" <SHUMAN/CAVANAGH 1982> zu nennen. Die unten diskutierten amerikanischen Arbeiten verwenden in der Regel den kompensatorischen Ansatz zur Bestimmung dieser Größe. Quantitativ ist der "Wert" des Lebens aber extrem umstritten <SHUMAN/CAVANAGH 1982> und wird in deutschen Monetarisierungen, mit einer Ausnahme (<ISI 1988>, vgl. unten), auch nicht verwendet.

Schließlich ist zu beachten, daß eine Monetarisierung auch die zeitliche Verteilung der Umweltkosten zu berücksichtigen hat <ECO 1981>. In der Ökonomie ist es üblich, zukünftige Kosten oder Erträge zu diskontieren, um den "Gegenwartswert" dieser Größen zu erfassen. Dabei wird zur Bestimmung des "Gegenwartswerts" der übliche Diskiminierungsfaktor nach dem Ansatz

$$Go = G(t)*(1+n/100)^{-dt}$$

mit

Go = Gegenwartswert (Zeitpunkt to)

G(t) = Wert zum Zeitpunkt t

dt = Zeitdistanz t-to

n = Diskontsatz in %

verwendet. Je nach Diskontsatz und zeitlichem Rahmen können so auch hohe Kosten in der Zukunft zu einem geringen Kostenfaktor in "heutigem Geld" werden, wie im folgenden Bild für mehrere Diskontsätze und zeitliche "Distanzen" dargestellt ist.

Abbildung A-1 Gegenwartswert zukünftiger Kosten

Einige amerikanischen Studien (vgl. unten) diskontierten z.B. den zukünftig möglicherweise zu zahlenden Betrag von 5.000 Milliarden US$ für Dammbau, Evakuierung und Umsiedlung durch steigende Meeresspiegel infolge einer globalen Temperaturerhöhung (Treibhauseffekt) ab, indem als Zeitrahmen 100 Jahre und ein Diskontsatz von 3 % gewählt wurden <ECO 1983-1987>. Durch die anteilige Verrechnung dieser Kosten auf die CO2-Abgaben von Kohlekraftwerken wurde so der anteilige "Schaden einer Klimakatastrophe" mit 8.300 US$ pro Jahr und Kohlekraftwerk bzw. 0,002 c/kWh (rd. 0,004 Pf/kWh) vernachlässigbar gering.

Ähnliche Probleme existieren auch hinsichtlich der Bewertung der Folgekosten bei atomaren Reststoffen (Atommüll), die über Jahrtausende potentielle Unfall- und Gesundheitsgefahren bergen, wie eine amerikanische Studie zeigte:

"Obviously, very long-term costs such as 100.000-year effects of radioactive tailings, if undiscounted, would overwhelm all other costs" (zit.n. <GAINES ET AL 1979>, S. 100). Dieses Problem wird meist (zu) einfach gelöst: "such costs are omitted here" (zit.n. <GAINES ET AL 1979>, S. 100).

Wie von U.Hampicke gezeigt wird, ist die mit dem "richtigen" Diskontsatz verbundene Frage der zeitlichen Präferenzen (intertemporale Allokation) im Rahmen der neoklassischen Ökonomie trotz vieler Versuche bislang ungelöst - es handelt sich auch eher um eine ethische Frage <HAMPICKE 1987>.

Wegen dieser Probleme hat z.B. ein amerikanisches EVU explizit von einer Monetarisierung abgesehen (<BEST 1988>, <SCL 1987>), und auch der amerikanische Northwest Power Planning Council sieht wegen methodischer Probleme mittlerweile von der Monetarisierung auf der Basis von Schadenskosten bei der Energieplanung ab <NWPPC 1989a>, obwohl dies vorgeschlagen wurde <NWPPC 1989b>.

Ohne nun detailliert auf die Grundprobleme des Vermarktens der Umwelt einzugehen <LEPRICH/FRITSCHE 1989>, sollen im folgenden Herangehensweisen an die Monetarisierungsidee diskutiert werden, wobei unterstellt wird, daß eine Monetarisierung soweit Sinn macht, wie die o.g. Probleme als Einschränkung der Aussagekraft verstanden werden.

Unsere These ist ja, die Monetarisierung nur als "Interpretationshilfe" und nicht als Ersatz für eine eigenständige Umweltbewertung zu betrachten.

A-2.4 Schadenskosten als Basisgröße

US-amerikanische Ansätze

In den USA wird die Monetarisierung von Umweltaspekten zumindest teilweise im Rahmen der Stromplanungskonzeption der Bonneville Power Administration (BPA) realisiert. Per Gesetz ist BPA gehalten, die "environmental costs and benefits" von Energieoptionen als monetarisierte Größen bei der Bewertung neuer Strombereitstellungsressourcen zu berücksichtigen.

Bei der Diskussion ist allerdings zu beachten, daß die Definition von "Umwelt" im US-amerikanischen weitergehend zu verstehen ist als im deutschsprachigen Raum: über die physikalisch/biologische Definition hinaus werden auch Erholungswert (recreation), Sport- und Lohnfischerei (fishery), atmosphärische Trübung (visibility), kulturelle Werte (cultural values, aesthetics), soziokulturelle/infrastrukturelle (boomtown effects) und psychologische Aspekte (fear, stress) mit einbezogen.

BPA gab mehrere Studien in Auftrag, um die Umweltkosten verschiedener Energiesysteme zu bestimmen. Allgemeine und standortbezogene Analysen wurden für Atomkraftwerke, Steinkohlekraftwerke, Gasturbinen, Wasserkraftwerke, biomassebefeuerte Kraft-Wärme-Kopplung sowie Wind-Parks durchgeführt (<BIO 1984>, <BPA 1985+86>, <ECO 1981-87>, <NERO 1984>).

Das Vorgehen in diesen Studien ist vergleichbar:

- physikalische Definition der Umwelteffekte (z.B. Emissionen, Flächennutzung)
- Bestimmung der Ausbreitung und Transformationen (z.B. SO2 zu Sulfat)
- Bestimmung der betroffenen Bevölkerung bzw. Spezies
- Korrelation von Belastung (impact) und Wirkung (effect) über Dosis-Wirkungs-Faktoren
- Bestimmung von Kostengrößen (Geldwerte) pro Belastung/Wirkung

- Berechnung der durchschnittlichen Umweltkosten pro bereitgestellter Energieeinheit, als Gegenwartswert (d.h. abdiskontiert)
- ggf. Angabe der Kosten in Bandbreiten

Die wesentlichen Ergebnisse dieser Studien können wie folgt zusammengefaßt werden <FRITSCHE 1988>:

- die Umweltkosten werden dominiert durch die Gesundheitsschäden (aufgrund von Emissionen fossiler Brennstoffe) und "boomtown effects", also ungeordneter Stadtentwicklung (bei Atomkraftwerken), die jeweils etwa 90 % der gesamten Umweltkosten ausmachen
- die ausgewiesenen Umweltkosten sind extrem gering, sowohl hinsichtlich der abdiskontierten durchschnittlichen Kosten bezogen auf die Energiebereitstellung (unter 0,2 Pf/kWh) als auch hinsichtlich des Gegenwartswertes des Gesamtschadens, verglichen mit dem Gegenwartswert der Gesamterträge (deutlich unter 10 %)

Diese Studienergebnisse wurden von Teilen der Öffentlichkeit (die in den USA an der Energiediskussion direkt teilnimmt) als nicht aussagekräftig und wenig belastbar angesehen, und viele Entscheidungsträger hatten Zweifel an der Bedeutung der Ergebnisse, zumal einige umweltrelevante Fragen (saurer Regen, gefährdete Tiere, atomare Großunfälle) nicht kostenmäßig einbezogen werden konnten.

Hinzu kommt, daß die gefundenen Umweltkosten generell so niedrig waren, daß ihre Einbeziehung in cost-effectiveness-Überlegungen keine nennenswerte Wirkung auf die Reihenfolge von Ressourcen hat (ähnliches gilt für deutsche Verhältnisse, vgl. <LEPRICH/FRITSCHE 1989>). Weiterhin ist die US-amerikanische Diskussion über die "richtige" Diskontrate offen, vor allem bei Schäden der menschlichen Gesundheit.

Somit verfügt BPA bis heute über keine generelle Technik oder methodischen Ansatz, um Umweltkosten über die allgemeine programmatische Forderung des Power Acts hinaus in seine Stromplanung einzubeziehen.

Als Konsequenz aus dieser Sachlage hat BPA mittlerweile anderweitige Konzepte entwickelt, um Umweltaspekte nichtmonetarisiert in seine Planung zu integrieren (vgl. Kapitel E-1.2).

Schließlich ist anzumerken, daß im Dezember 1988 ein neues Projekt in den USA gestartet wurde, bei dem eine aktuelle Analyse der Umweltkosten und Monetarisierungsansätze für die Verhältnisse in den Vereinigten Staaten versucht und eine Datengrundlage für ein "least environmental cost planning" des regionalen EVU im Staat New York geschaffen werden soll <OTTINGER 1988>. Ergebnisse sind nicht vor Herbst 1989 zu erwarten, werden dann aber zur Verfügung stehen <OTTINGER 1989> und in einer aktuellen deutschen Untersuchung einbezogen <ÖKO-INSTITUT 1989c>.

Deutsche Ansätze

Seit etwa 1980 wird auch in der BRD verstärkt über die Monetarisierung von Umweltaspekten diskutiert <UBA 1987>. Aktuelle Daten zu den Kosten der Umweltschäden sind vor allem durch das Umweltbundesamt abgeschätzt worden <WICKE 1986>, einen Überblick zu den Daten geben <LEPRICH/FRITSCHE 1989>. Der Sachverständigenrat für Umwelt hat im Umweltgutachten 1987 ebenfalls eine Zusammenstellung von Arbeiten aufgenommen <SRU 1988>.

Die deutschen Studien zeichnen sich gegenüber den amerikanischen durch eine engere Definition von "Umwelt" aus sowie durch die weitgehende Ausklammerung der Probleme "Kosten des Todes" und "Diskontierung zukünftiger Schäden".

Eine Ausnahme hiervon bildet eine aktuelle Untersuchung des Fraunhofer-Instituts für Systemtechnik und Innovationsforschung für die EG <ISI 1988>, die im folgenden näher diskutiert werden soll.

Die Studie verwendet für die Bilanzierung der "sozialen Kosten", darunter auch Umweltkosten, aktuelle Werte aus anderen Untersuchungen und rechnet diese auf die Preisbasis 1982 um. Als Anspruch wird formuliert, nicht die tatsächlichen Umweltschäden zu bestimmen, sondern Untergrenzen, die auf der sicheren Seite liegen. Im Mittelpunkt der Analyse stehen Möglichkeiten zur Strombereitstellung, auf der Basis

- fossiler Brennstoffe (summarisch für Kohle, Öl und Gas)
- atomarer Brennstoffe (Uran in Leichtwasser-Reaktoren)
- regenerativer Energien (Solarzelle und Windkraftwerke)

Bei den fossilen Energieträgern werden

- Schäden an Pflanzen
- Schäden an Tieren
- Schäden an menschlicher Gesundheit
- Materialschäden
- Klimaveränderung

als Folgen betrachtet.

Die Zuordnung der Kosten für diese Schäden zu den Verursachern der Einwirkungen erfolgt, da keine ausreichenden Einzelanalysen vorliegen, durch eine Gewichtung der Emissionen mit Toxizitätsfaktoren auf der Basis der deutschen MAK-Werte. Die gewichteten Emissionen werden dann benutzt, um den prozentualen Anteil der auf fossilen Energieträgern beruhenden Strombereitstellung an den Gesamtschäden zu bestimmen. Als Basisjahr der Betrachtung werden die Emissionsverhältnisse für das Jahr 1982 herangezogen.

Dieser "elegante" Weg ist in dreierlei Hinsicht problematisch:

- Mit dem Bezug auf das Basisjahr 1982 wird implizit angenommen, daß die Schäden durch die Emissionen dieses Jahres bewirkt werden. In den letzten Jahrzehnten erfolgte jedoch eine Erhöhung der Emissionen und eine Verschiebung der Emittentenstruktur, außerdem wirken Emissionen nicht notwendigerweise sofort. Vielmehr treten vor allem bei den kostenmäßig dominanten Gesundheitsschäden Effekte chronischer und akut hoher Exposition auf.

- Mit dem Bezug auf die Emissionen wird das komplexe Geschehen beim (luftgetragenen) Transport sowie die Umwandlung von Schadstoffen außer acht gelassen. Die Studie argumentiert, daß "... bei der Betrachtung einer gesamten Volkswirtschaft in dem Kontext der grenzüberscheitenden Luftverschmutzung in ganz Europa sich im Falle der Bundesrepublik die Spezifika der Transportphänomene mehr oder weniger aus der Rechnung heraus[kürzen]" <ISI 1988>, S. 42-43). Dies ist aber mit Ausnahme des SO_2 nicht belegt. Vielmehr ist aufgrund der unterschiedlichen Freisetzungshöhen (Kraftwerke/Verkehr) zu vermuten, daß vor allem die NO_x-Immissionen stark regional streuen.
  Zudem wirken nicht die primären Schadstoffe (SO_2, NO_x usw.) als Schädiger, sondern ihre Folgeprodukte. Dies gilt insbesondere für Sulfate und Nitrate. Beim Ozon (als NO_x-Sekundärprodukt) ist zu beachten, daß die regionale Luftbelastung mit CO, NO_x und Kohlenwasserstoffen in Verbindung mit Intensität und Dauer der Sonneneinstrahlung die Bildung bei gegebener NO_x-Emission extrem beeinflußt. Das "mehr oder weniger Herauskürzen" der Transport- und Umwandlungseffekte ist daher nicht gegeben und wird zukünftig wegen der Emissionsreduktion bei Kraftwerken und Feuerungen noch weniger gegeben sein.
- Schließlich ist die Umrechnung der Emissionen mit Toxizitätsfaktoren auf "Belastungsgewichte" für alle Schadensaspekte methodisch fragwürdig: die MAK-Werte geben Belastungsgrenzen für die Arbeitswelt und spiegeln hohe Spitzenbelastungen wieder, während Material-, Gesundheits- sowie Flora- und Faunaschäden über ein - umstrittenes - Mix von chronischer Belastung und Schadstoffpeaks geprägt werden, weiterhin beeinflussen kumulative Aspekte (z.B. Staub/SO_2) das Geschehen. Wie oben ausgeführt, ist bei großräumigen Betrachtungen zudem nicht auf die primären, sondern die sekundären Schadstoffe abzustellen, also auf Sulfat, Nitrat, Ozon usw., deren Schadenspotential nicht der Rangordnung der MAK-Werte folgt.

Das bei den fossilen Energieträgern verwendete Verfahren zur Verknüpfung von Emissionen mit Umweltschäden bzw. deren Kosten ist daher u.E. nicht geeignet, die relevanten Aspekte zu beschreiben.

Die Kostenaspekte einer möglichen Klimaänderung werden in der Studie auf der Basis der Kosten bestimmt, die in der BRD durch zusätzliche Dammbaumaßnahmen aufgrund des ansteigenden Meeresspiegels anfallen könnten. Dabei werden die angesetzten Gesamtkosten für diese "eindämmende" Maßnahme auf 2,5 - 5 Milliarden DM geschätzt und - nicht abdiskontiert - auf 50 Jahre verteilt.

Über den prozentualen Anteil der fossilen Stromerzeugung an der CO_2-Emission werden diese Kosten dann auf den jährlichen Anteil umgelegt. Dabei wird vernachlässigt, daß nur rd. 50 % des "Klimarisikos" durch CO_2 induziert werden <ENQUETE 1988>. Bezogen auf die fossile Stromerzeugung bedeuten die ISI-Daten Klima-Schadenskosten von rd. 0,01 - 0,02 Pf1982/kWh.

Bei der Atomenergie gibt die Studie als Schaden die durch Krebstote bei Reaktorunfällen zu erwartenden volkswirtschaftliche Verluste durch entgangene Nettoinlandsproduktion an. Dabei wird die Frage der "Kosten" des menschlichen Lebens explizit ausgeklammert, und vielmehr auf dessen "Wert" abgestellt.

Bei einem Schadenseintritt pro 2000-20000 Reaktorjahre, einer Vabiation der Freisetzungsrate des radioaktiven Inventars (1-50 %), des Dosisfaktors (200-3700 Krebsfälle je Million person-rem) und der Bevölkerungsdichte (10-250 Personen je km2) ergeben sich nach der ISI-Rechnung entsprechende Folgekosten von 0,003 - 555 Pf1982/kWh Atomstrom, d.h. eine Bandbreite von rd. 5 Größenordnungen. Als "gewichtete" Bandbreite gibt ISI dann nach verschiedenen empirisch begründeten Einschränkungen 1,2-12 Pf1982/kWh Atomstrom an.

Für die regenerativen Energien (Solarstrom aus Zellen, Windkraft) werden die Arbeitsunfall-Kosten (wiederum verlorene Nettoinlandsproduktion), die Opportunitätskosten der genutzten Flächen sowie Kompensationszahlungen für lärmbeeinflußte Flächen (Windkraft) eingerechnet. Diese betragen zusammen rd. 0,44 Pf1982/kWh (Sonnenstrom) bzw. 0,01 Pf1982/kWh (Windkraft) und liegen damit erheblich unter denen der fossilen und atomaren Strombereitstellung.

Weitere Aspekte der Studie, wie die Diskussion eines Erschöpfungsaufschlags auf nicht-regenerierbare Energien, werden hier wegen der nicht gegebenen Verbindung zur engeren Umweltdiskussion nicht erörtert.

Insgesamt zeigt u.E. die ISI-Untersuchung, daß einerseits den methodischen Fragen der Schadenskostenermittlung zwar über die Logik der "unteren Grenze" begegnet werden kann, wobei allerdings auch dann offenbleibt, ob die Einrechnung weiterer Umweltkosten nicht die Kostenrelationen zwischen Energiesystmeen verschiebt.

Andererseits wurden auch mit dieser aktuellen Studie die dominanten Probleme der Schadenskostenermittlung nicht gelöst:

den extremen Bandbreiten von wichtigen Grundgrößen (z.B. Atomunfälle, Dosis-Wirkungs-Beziehung) und der umstrittenen Kostenzurechnung (bei Gesundheitsfolgen von Schadstoffen) konnte u.E. nicht überzeugend Rechnung getragen werden.

A-2.5 Emissionsvermeidungskosten als Basisgröße

Im folgenden wird ein anderer Ansatz für die Monetarisierung diskutiert, der einige der Schwachpunkte der bisherigen Methoden umgeht und datenseitig wesentlich besser gestützt werden kann, allerdings dafür auf eine andere Definition von Umweltkosten abstellt. Anstelle der Schadenskosten wird vorgeschlagen, die Emissionsvermeidungskosten als Basis zur Monetarisierung heranzuziehen.

Der Vermeidungskosten-Ansatz geht davon aus, daß umweltpolitisches Ziel nicht ist, aufgetretene Umweltschäden durch Zahlung von Entschädigungen monetär zu begleichen, sondern das Auftreten von Umweltschäden zu verhindern. In erster Linie wird dies durch die Vermeidung von Schadstoffemissionen erreicht.

Somit muß ermittelt werden, wie hoch die Kosten zur Vermeidung von Schadstoffemissionen sind. Dann werden für die von einem Energiesystem im Vergleich zu einem anderen eingesparten Schadstoffmengen (Differenzemissionen) mit einer Gutschrift versehen, die sich an diesen Vermeidungskosten orientiert.

Da ein emissionsarmes Energiesystem gegenüber einem anderen Emissionen erspart, können beide Systeme unter Umweltgesichtspunkten dann als gleichwertig betrachtet werden, wenn dem emissionsintensiveren System eine zusätzliche Investition in Umwelttechnik an anderer Stelle zugerechnet wird, um die Mehremissionen zu kompensieren (offset-Konzept).

Diese Konzeption ist von der Idee her nicht neu. Schon in der Methodenuntersuchung für BPA führte die amerikanische Umwelt-Behörde EPA aus:

> "EPA recognizes the difficulty in quantifying and valuing all environmental impacts. It recommends quantifying (even if not in monetary terms) all impacts as well as possible, using ranges if necessary, and leaving the decision to the decision maker. For measuring impacts, EPA suggests two alternatives:
>
> (1) use expert judgement to assess impacts, and
>
> (2) use mitigation costs as surrogate for environmental impact."

(zit.n. <ECO 1981> S.55, Herv.d.Verf.)

Auch die vorher diskutierte ISI-Studie führt aus:

> "Verallgemeinernd läßt sich feststellen, daß die sozialen Kosten der Luftverschmutzung den Schadensvermeidungskosten entsprechen, wo immer eine solche Strategie erfolgreich angewendet wird, und den effektiven Schadenskosten, wenn diese Schäden nicht verhindert werden oder verhindert werden können." (zit.n. <ISI 1988>, S.19, Herv.d.Verf.)

Die Emissionsvermeidungskosten genügen zudem einer Forderung, die die OECD für die Auswahl und Implementierung von "environmentally favourable energy options" aufgestellt hat:

> "The price of all forms of energy should reflect the full costs of environmental protection so that they are borne by the customer (by each stage of production and transformation)" (zit.n. <OECD 1986a> S.15, Herv.d.Verf.)

A-2.5.1 Kritische Diskussion des Konzepts

Die Grundidee des Vermeidungskosten-Konzepts liegt also darin, als Substitut für einen Markt-Wert oder Schattenpreis von "besserer Luft" die Kosten zu bestimmen, die bei der Vermeidung von Belastungen auftreten.

Methodische Einwände gegen diese Konzeption wurden vor allem vom holländischen Studienzentrum für ökonomische und soziale Untersuchungen der Universität Antwerpen im Rahmen einer vergleichenden Studie zu Kohle und Atomenergie angeführt <SESO 1984>. Die Autoren diskutierten hierbei vergleichbare Konzepte belgischer Autoren, die teilweise Vermeidungskosten zur Bestimmung der Umweltkosten verwenden (<GAIVAO 1983>, <HEQ/VOUCHE 1984>). Die Kritik der SESO macht sich vor allem daran fest, daß

> "...imaginary depollution costs can never be a reasonable substitution for real damage costs, in the same way as the costs of a war cannot be approximated by the (hypothetical) costs of avoiding it." (zit.n. <SESO 1984>, S.24)

- "Depollution costs are made to reflect the costs of achieving the maximum reduction of pollution. The stipulation of this limit entails the risk of depollution costs being 'blown up', as it is known that generally, marginal depollution costs increase rapidly with increasing levels of reduction." (zit.n. <SESO 1984>, S.26)

Der Argumentation unter a) ist insoweit zuzustimmen, wie die Emissionsvermeidungskosten als direktes Substitut von Schadenskosten verstanden werden. Dies ist hier aber nicht der Fall:

Emissionsvermeidungskosten werden als ökonomische Interpretationsmöglichkeit für die Effekte verstanden, die durch die Wahl eines emissionsarmen Energiesystems gegenüber einem emissionsintensiveren System entsteht oder, vice versa, als zusätzlicher Aufwand, der bei der Entscheidung für ein emissionsintensives System aufzubringen wäre, um global die Mehremissionen zu kompensieren.

Der SESO-Argumentation unter b) kann begegnet werden, indem die realen, mit den Verursacheranteilen gewichteten Emissionsvermeidungskosten und nicht die Kosten einer technisch mögliche Emissionsvermeidung als Maß verwendet werden.

Allerdings ist es richtig, daß die Emissionsvermeidungskosten einen klaren Zeitbezug aufweisen: mit zunehmender Emissionsminderung wird der Wert der weiteren Vermeidung immer höher, da die verbleibenden Emissionen nur durch einen höheren Aufwand vermindert werden können. Dieser Trend kann aber durch technische Verbesserungen der Emissionsminderung teilweise kompensiert werden.

Der Zeitbezug gilt aber auch für die Bestimmung von Schadenskosten, wobei dabei viel weniger Informationen vorliegen als bei den Emissionsvermeidungskosten. Wenn der Zeitbezug als Argument aufgegriffen wird, kann der Vermeidungskostenansatz methodisch klarer reagieren, indem zeitlich dynamisierte Kosten oder Grenzkosten verwendet werden. Dies ist bei Schadenskosten derzeit nicht möglich.

Schließlich gilt, daß die Emissionsvermeidungskosten im wesentlichen auf technische Maßnahmen (end-of-the-pipe-Strategie) abstellen, also nicht "umfassende Vermeidungskosten" <LEPRICH/FRITSCHE 1989> abbilden.

Hierunter wird der Aufwand verstanden, der z.B. für die Emissionsminderung durch einen Wechsel von Privat-Pkw auf Öffentliche Nahverkehrsmittel verbunden ist. In der Regel sind diese umfassenden Vermeidungskosten nicht ohne schwerwiegende Abgrenzungsprobleme bestimmbar, da ein Systemsprung meist mit komplexen Änderungen des gesamten Stoff-, Energie- und Informationsgefüges verbunden ist.

Beim Beispiel Pkw versus ÖPNV träte dieses Problem bei der Normierung auf "gleiche Verkehrsdienstleistung" auf, da die Systeme unterschiedliche Freiheitsgrade des Transports, unterschiedliche Sicherheit usw. aufweisen. Ihre unterschiedlichen Kosten können daher nicht alleine der Emissionsdifferenz zugerechnet werden.

Da die unten diskutierten "technischen" Emissionsvermeidungskosten aber gerade als Maß für den (Umwelt)Nutzen emissionsarmer Systeme gegenüber emissionsintensiveren verstanden werden, das auch bei komplexeren Gefügen eine einfache Normierung erlaubt, verliert das Vermeidungskostenkonzept nicht an Schärfe, wenn die umfassenden Emissionsvermeidungskosten nicht berücksichtigt werden. Vielmehr wird das Konzept gerade dadurch erst anwendbar.

A-2.5.2 Die Datenbasis für Emissionsvermeidungskosten

Nach Beschreibung und Diskussion der Grundkonzeption von Emissionsvermeidungskosten soll nun eine mögliche Datengrundlage hierfür entwickelt werden.

Die im folgenden ermittelten Kosten der Schadstoffvermeidung beziehen sich auf gegenwärtige Durchschnittswerte in der BRD. Sie wurden für Emissionsvermeidungen bei Steinkohlekraftwerken, Ölfeuerungen und Pkw ermittelt, wobei Standard-Daten für die Verminderung von SO_2, NO_x und Staub aus verschiedenen Quellen herangezogen wurden. Besonderes Gewicht hatten hierbei Daten aus einer Cost-Benefit-Analyse von Emissionsminderungstechniken, die im Rahmen einer EG-Studie erhoben wurden <RENTZ/MORGENSTERN 1988>.

Die Kostenangaben für das Kohlekraftwerk (vgl. Tabelle unten) stimmen gut mit den Daten einer Studie über Gasreinigungskosten für Kohlekraftwerke in den USA, Japan und der BRD überein <OECD 1986b>, sowie mit der Weltenergie-Konferenz-Studie <WEC 1988> und Arbeiten des UN-Umweltprogramms <UNEP 1985>.

Tabelle 186 Emissionsvermeidungskosten bei neuen Kohlekraftwerken

Komponente	**SO_2**	**NO_x**	**Staub**	**Dimension**
Rohgas	6.117	3.398	33.984	[g/MWhel]
Minderung	92,5	80	99,5	[%]
Reingas	459	680	170	[g/MWhel]
Schadstoffminderung	5.658	2.719	33.814	[g/MWhel]
Kosten für Minderung	2	1	0,2	[Pf/kWhel]
Vermeidungskosten	3,53	3,68	0,06	[DM/kg]
gerundet	**4**	**4**	**0,1**	**[DM/kg]**

Die Werte für die SO_2-Minderung bei Ölfeuerungen (Tabelle unten) und Pkw (hier: Diesel) beziehen sich auf Kosten der Entschwefelung von 0,3 auf 0,15 Gew.% in Raffinerien, für NO_x und Entstaubung wurden die Kosten am Kohlekraftwerk orientiert.

Tabelle 187 Emissionsvermeidungskosten bei neuen Ölfeuerungen

Komponente	**SO_2**	**NO_x**	**Staub**	**Dimension**
Rohgas	505	504	1008	[g/MWhth]
Minderung	46,5	50	97,5	[%]
Reingas	270	252	25	[g/MWhth]
Schadstoffminderung	235	252	983	[g/MWhth]
Kosten der Minderung	2	0,5	0,10	[DM/MWh]
Vermeidungskosten	7,2	2,0	0,1	[DM/kg]
gerundet	**7**	**2**	**0,1**	**[DM/kg]**

Beim Pkw (Tabelle unten) wurde ein Drei-Wege-Katalysator zur Entstickung angenommen (Lebensdauer 100.000 km, Kosten 2.000 DM) und beim Staub (Diesel-Motor) eine Reduktion durch Rußfilter (Lebensdauer 100.000 km, Kosten 500 DM).

Tabelle 188 Emissionsvermeidungskosten bei neuen Pkw

Komponente	**SO_2**	**NO_x**	**Staub**	**Dimension**
Rohgas	241	5.000	1.486	[g/Tkm]
Minderung	46,5	90	75	[%]
Reingas	129	500	371	[g/Tkm]
Schadstoffminderung	112	4.500	1.114	[g/Tkm]
Kosten der Minderung	s.Öl	20	5	[DM/Tkm]
Vermeidungskosten	7,2	4,44	4,49	[DM/kg]
gerundet	**7**	**4**	**4**	**[DM/kg]**

(SO_2- und Staubreduktion für Dieselmotor)

Die Emissionsvermeidungskosten sind unten in ihrer Werte-Bandbreite dargestellt.

Um zu durchschnittlichen Kostendaten zu gelangen, ist eine Mittelwertbildung entsprechend der zukünftigen, in der BRD zu erwartenden Anteile der Emissionsverursacher - und damit der Vermeidungstechniken - an der Gesamtemission möglich, womit die Einzeldaten zu einem gewichteten Mittel aggregiert werden.

Die Gewichte der Mittelwertbildung entsprechen den Verursacheranteilen im Jahr 1995, wie sie das Umweltbundesamt angibt <UBA 1989> und werden in der Tabelle unten wiedergegeben.

Tabelle 189 Anteile der Emittenten der BRD, '90er Jahre

	SO_2	**NO_x**	**Staub**
Verkehr	14%	69%	22%
Feuerungen/Industrie	41%	13%	50%
Kraftwerke	36%	13%	25%
Haushalte	9%	5%	3%

Tabelle 190 Vermeidungskosten BRD

Schadstoff	**min.**	**max.**	**gewichtet**	**gerundet**
SO_2	4	7	5,3	5
NO_x	2	4	3,5	4
Staub	0,1	4	1,0	1

(Daten für Beginn der '90er Jahre, in [DM/kg])

Für CO_2 als klimarelevantem Abgasbestandteil können Emissionsvermeidungskosten nicht direkt abgeleitet werden, da bislang keine gesetzlichen Bestimmungen zur Senkung von CO_2-Abgaben existieren. Somit kann der "gesellschaftliche tragfähige" Vermeidungsaufwand für diesen Stoff nicht ermittelt werden, zumindest nicht im straight-forward-Verfahren über zu vermeidende Emissionsmengen und Kosten der verwendeten Technologien. Dennoch ist es möglich, potentielle Vermeidungskosten für CO_2 zu diskutieren:

Als kostengünstigste Maßnahme zur CO_2-Vermeidung ist - neben der rationellen Energienutzung - die Substitution von Brennstoffen mit hohem C/H-Verhältnis durch solche mit niedrigem C/H-Verhältnis anzusehen, d.h. insbesondere Ersatz von Steinkohle durch Erdgas. Als Datenbasis zur Bestimmung potentieller Vermeidungskosten wird daher anstelle der teuren Abscheidung (s. unten) die CO_2-Reduktion durch Substitution von Brennstoffen zu verwenden sein, insbesondere durch den Wechsel von Kohle zu Gas (bei Kraftwerken/Feuerungen) und von Benzin/Diesel zu Erdgas oder zukünftig auch biogenen Treibstoffen und Wasserstoff (im Verkehrssektor).

Die Tabelle unten zeigt die Grunddaten für die Vermeidungskostenrechnung. Bei den Brennstoffkosten wurde eine langfristige Preisentwicklung angenommen, wie sie z.B. von PROGNOS unterstellt wird <PROGNOS 1987>, sowie für den Solar-Wasserstoff Kostendaten nach <NITSCH 1988>, die sich auf das Jahr 2020 beziehen und eine H2-Lieferung aus Nordafrika unterstellen. Da die Unterschiede bei den Kraftwerkskosten und Wirkungsgraden (z.B. Gasturbine statt Dampfkraftwerk) vernachlässigt wurden, stellen diese Kosten eine grobe Näherung mit tendenzieller Überschätzung dar[2].

Tabelle 191 Grund-Daten für CO_2-Vermeidungskosten

Brennstoff	Emissionsfaktor [kg/MWh]	Brennstoffkosten [DM/MWh]
dt.Steinkohle	335	32
dt.Braunkohle, roh	403	10
Importkohle	335	12
Heizöl EL	263	35
Erdgas	198	40
Solar-H_2	0	200
Rationelle Energienutzung	0	10

Bei der rationellen Energienutzung wurde angenommen, daß als Mehraufwand rd. 1 Pf/kWh Einsparenergie anzurechnen ist, wenn die rationelle Energienutzung über das betriebswirtschaftlich sinnvolle Maß hinaus genutzt wird (sog. strategisches Sparen, vgl. FRITSCHE/ HENNICKE 1989). Als ersparte CO_2-Emission durch nicht mehr verbrannte Brennstoffe wurde ein Mix angenommen, das sich aus der folgenden Tabelle ergibt.

Tabelle 192 CO_2-Verursacheranteile in der BRD, '90er Jahre

2 Erdgaskraftwerke moderner Bauart - z.B. Gasturbinen mit Kombiprozeß - erreichen deutlich höhere elektrische Wirkungsgrade als Kohlekraftwerke und haben geringere Kapitalkosten.

	Emissionsanteil
Kohle	45%
Heizöl/Diesel	41%
Gas	14%

Die berechneten Werte für die daraus resultierenden Vermeidungskosten für unterschiedliche Substitutionswege zeigt die folgende Tabelle.

Tabelle 193 CO_2-Vermeidungskosten durch Substitution

	Vermeidung [kg/MWh]	Kosten [DM/kg]
dt.Steinkohle → Erdgas	137	0,06
dt.Steinkohle → Solar-H_2	335	0,50
dt.Braunkohle → Erdgas	205	0,15
Importkohle → Erdgas	137	0,20
Importkohle → Solar-H_2	335	0,56
Heizöl → Solar-H_2	263	0,63
Erdgas → Solar-H_2	198	0,81
Mix → Strategisches Sparen	326	0,05

Wie bei den klassischen Schadstoffen unterscheiden sich die CO_2-Vermeidungskosten je nach Brennstoff und Substituent beträchtlich.

Da die Kosten für die Substitution von Öl und Gas durch Solarwasserstoff am höchsten sind, wird ein "least-cost"-Ansatz diese erst dann nutzen, wenn die kostengünstigeren Potentiale ausgeschöpft sind. Dies gilt umso mehr, als kurzfristig realisierbare Emissionsminderungen unter Klima-Risikominderungsaspekten wegen des Akkumulationsproblems wichtiger sind als langfristige <KRAUSE 1988>.

Die gefundenen Werte müssen dahingehend relativiert werden, daß ihnen ein Preisgefüge zugrundeliegt, das ohne Marktverzerrung durch CO_2-induzierte Substitutionsaktivitäten bestimmt wurde[3]. Insoweit sind die Werte hypothetischer Natur.

Ein Vergleich mit Kostenschätzungen der KFA Jülich für andere Wege zur CO_2-Minderung (regenerative Energien, rationelle Energienutzung) zeigt jedoch, daß hierbei ebenfalls Kosten in der Größenordnung von 0,1 DM/kg vermiedenes CO_2 auftreten könnten <KFA 1989>. Wenngleich die hier abgeleiteten CO_2-Vermeidungskosten also hypothetisch sind, kommt ihnen keine Beliebigkeit zu.

[3] Würden z.B. große Mengen Steinkohle durch Erdgas ersetzt, wäre vermutlich ein Preisverfall bei Kohle und ein Preisanstieg bei Erdgas die Folge.

Für die CO_2-Abscheidung können neben Substitution und Einsparung auch die Kosten einer Abgasreinigung angesetzt werden, die in den letzten Jahren von verschiedenen Autoren ermittelt wurden[4]. Diese Daten sind allerdings nur prinzipiell geeignet, einen Kostenrahmen aufzuzeigen.

Bevor eine solche Technik wirklich eingesetzt und damit auch konkret kostenmäßig bewertet werden könnte, müssen noch einige Fragen hinsichtlich der Endlagereignung der Tiefsee bzw. anderer Lager sowie der Transportkosten und möglicher Nebenwirkungen analysiert werden <BACH 1987>.

Die "De-Karbonisierung" soll demnach nur als Möglichkeit verstanden werden, Emissionsvermeidungskosten im engsten Sinn auch für CO_2 anzugeben, und nicht als Vorschlag, diese Gasreinigung nun real bei Kraftwerken einzusetzen.

Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, daß sowohl die Substitution wie auch die rationelle Energienutzung wesentlich günstigere Vermeidungskosten aufweisen als eine technische Abscheidung. Im automobilen Teil des Verkehrssektors (Pkw, Lkw, Schiffe) ist aus technischen Gründen eine CO_2-Abscheidung nicht darstellbar, sodaß auf Abscheidung beruhende Vermeidungskosten für alle relevanten Emittenten beim derzeitigen Kenntnisstand nicht zu ermitteln sind.

Anstelle einer Ermittlung von mittleren CO_2-Vermeidungskosten kann daher z.Zt. nur eine Bandbreite von Werten genannt werden (Tabelle unten). Unter "niedrig" sind dabei günstige Vermeidungskosten durch Substitution (vo allem strategisches Sparen) zu verstehen, unter "hoch" die teurer Substitution oder Abgasreinigung.

Welche Kosten für CO_2 als "Wert" im Sinne der Vermeidung zu verwenden sind, hängt von den Reduktionsmengen und -zeiträumen ab, die unterstellt werden.

Tabelle 194 Werte für CO_2-Vermeidungskosten

	DM/kg CO_2
"niedrig"	0,01
"hoch"	0,10

Mögliche Weiterentwicklung des Ansatzes

Das Konzept der Emissionsvermeidungskosten kann über die Emissionen von Luftschadstoffen hinaus auf andere umweltrelevante Aspekte hin erweitert werden.

Bei ausreichender Datenlage könnten z.B. Abwasser-Emissionen, Reststoffanfall, Flächeninanspruchnahme u.ä. in die Monetarisierung eingerechnet werden.

Hierbei ist jedoch zu beachten, daß die o.g. quantifizierbaren und ggf. auch monetarisierbaren Umweltaspekte in der Regel nennenswert nicht durch Einwirkungen von Energiesystemen, sondern durch Verursacher außerhalb des eigentlichen Energiebereichs (z.B. Landwirtschaft) geprägt sind.

[4] Entsprechende Arbeiten sind (BNL 1984, MUSTACCHI/ARMENANTE/CENA 1979, BLOK/HENDRIKS/ TURKENBURG 1989, KRAM/OKKEN 1989).

Der von uns entwickelte Begriff der Verursacherintensität als Maß für die Entscheidungsrelevanz von Umweltaspekten (vgl. Kapitel 4.1) legt bei einigen dieser Aspekte nahe, sie nicht im engeren Sinn zu "wichtigen" Umweltfragen der Energienutzung zu zählen <HOLDREN 1987>.

Wichtiger ist u.E. die Einbeziehung von qualitativen Aspekten wie der Gefahr großer Unfälle (Katastrophen) oder der Gefährdung von Tier- und Pflanzenarten.

Da hierbei eine Monetarisierung schon an der Nicht-Quantifizierbarkeit scheitert, sollte der Vermeidungskosten-Ansatz zumindest in der nahen Zukunft auf die Emissionen von Luftschadstoffen beschränkt bleiben[5].

Für eine mittelfristige Weiterentwicklung sind unter dem Gesichtspunkt Verursacherintensität u.E. die Umweltaspekte feste Reststoffe und Abwasser (anorganische Salze) relevant. Beide Umweltaspekte lassen sich bei entsprechenden Vorarbeiten weitgehend quantifizieren, und für beide werden derzeit Vermeidungstechniken entwickelt bzw. eingeführt.

Daher sollten sich Vermeidungskosten in den nächsten Jahren auch für medienübergreifende Betrachtungen definieren lassen.

5 Dabei könnten z.B. auch weitere klimarelevante Emissionen wie Methan einbezogen werden.

7.3.3 Literatur

BACH 1987: Zum Stand der CO2/Treibhausgas-Klimaforschung - Erkenntnisse - Auswirkungen - Vorsorgemaßnahmen, in: Energie und Kohlendioxid, Schriftenreihe Expertengruppe Energieszenario (EGES) Nr. 24, Bern

BECHMANN 1985: Umweltbilanzierung - Darstellung und Analyse der ökologischen Anforderungen zu ökonomisch-ökologischer Bilanzierung von Umwelteinflüssen, UBA-Forschungsbericht FB 85-077, Berlin

BEST 1988: persönl. Mitt. von Dr. Lynn Best, Seattle City Light's Environmental Affairs Division, September 1988 (vgl. <FRITSCHE 1988>)

BIO 1984: Methods for Valuation of Environmental Costs and Benefits of Hydroelectric Facilities - A Case Study of the Sultan River Project, Biosystems Analysis, Inc., prepared for Bonneville Power Administration, Portland

BLOK/HENDRIKS/TURKENBURG 1989: The role of carbon dioxide removal in the reduction of the greenhouse effets, paper presented at the OECD/IEA Expert Seminar on Energy Technologies for Reducing Emissions of Greenhouse Gases, 12-14 April '89, Paris

BNL 1984: A systems study for the removal, recovery and disposal of carbon dioxide from fossil fuel power plants in the US, Brookhaven National Lab., Upton

BPA 1985: Counting the Costs - How BPA Performs Environmental-Cost Analysis, Bonneville Power Administration, Portland OR

BPA 1986: Calculation of environmental costs and benefits associated with hydropower development in the Pacific Northwest, P.Meyer et al., prepared for Bonneville Power Administration, Portland OR

ECO 1983: Economic Analysis of the Environmental Effects of the Coal-Fired Electric Generator at Boardman, Oregon, ECO Northwest Ltd., for Bonneville Power Administration, Portland OR

ECO 1984: Economic Analysis of the Environmental Effects of the Frederickson Combustion Turbine Electric Generator, ECO Northwest Ltd., for Bonneville Power Administration, Portland OR

ECO 1986: Estimating environmental costs and benefits for five generating resources, ECO Northwest et al., Final report for Bonneville Power Administration, Portland PR

ECO 1987: Generic Coal Study - Quantification and Valuation of Environmental Impacts, ECO Northwest, for Bonneville Power Administration, Portland OR

ENDRES 1985: Umwelt- und Ressourcenökonomie, Darmstadt

FRITSCHE/HENNICKE 1989: Least-Environmental-Cost-Ansätze zur Minderung des CO2-Risikos: Strategisches Sparen und Kraft-Wärme-Kopplung, Arbeitspapier des ÖKO-Instituts für die Enquête-Kommission "Vorsoge zum Schutz der Erdatmosphäre", Darmstadt/Mannheim

GAINES ET AL 1979: TOSCA - the total social cost of coal and nuclear power, Cambridge, zit.n. <SESO 1984>

GAIVAO 1983: Evaluation du service global d`une chaîne industrielle - essai sur les coûts indirects; application à la production d`électricité en central, Institute de Méchanique Appliquée technical note 53, zit.n. <SESO 1984>

GYSIN 1985: Externe Kosten der Energie in der Schweiz, Reihe Ökologie Band 5, Grüsch (Schweiz)

HAMPICKE 1987: Ethik, Natur und neoklassische Ökonomie, in: Ökonomische Theorie und Ethik, Bievert/Held (eds.), Frankfurt/New York, S. 78-100

HEQ/VOUCHE 1984: An economic and ecological assessment of the three electric power plants: coal, pitch and nuclear PWR. The integration of damage costs in the kWh cost prices and comparison, ULB Brüssel, Centre d`Economie Politique, zit.n. <SESO 1984>

HOLDREN 1987: Global environmental issues related to energy supply: the environmental case for increased efficiency of energy use, in: Energy vol.12 (1987) no.10/11, p. 975-992

ISI 1988: Die sozialen Kosten des Energieverbrauchs, O.Hohmeyer, Fraunhofer-Institut für Systemtechnik u. Innovationsforschung (ISI), Berlin usw.

KFA 1989: CO2-reduction potential through rational energy utilization and use of renewable energy sources in the Federal Republic of Germany, Bericht jül-spez-502, Jülich

KRAM/OKKEN 1989: Two "low CO2" energy scenarios for the Netherlands, paper presented at the OECD/IEA Expert Seminar on Energy Technologies for Reducing Emissions of Greenhouse Gases, 12-14 April '89, Paris

KRAUSE 1988: Statement von Dr.F.Krause (Lawrence Berkeley Lab) bei der Expertenanhörung der Enquête-Kommission "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre" am 20.Juni 1988 in Bonn, Wortprotokoll

MUSTACCHI/ARMENANTE/CENA 1979: Carbon dioxide removal from power plant exhausts, in: Environment International vol.2 (1979), p. 453-456

NERO 1984: Environmental Costs and Benefits Case Study: Nuclear Power Plant, Nero & Ass. Inc., for Bonneville Power Administration, Portland

NITSCH 1988: Solarer Wasserstoff in einer zukünftigen Energiewirtschaft, J.Nitsch, in: elektrowärme international vol.46 (1988) Heft A5, S. A138-A148

OECD 1986a: Environmentally Favourable Energy Options and their Implementation, OECD Environmental Monographs no.1, Paris

OECD 1986b: Understanding pollution abatement costs, OECD Environmental Monographs no.1, Paris

OECD 1989: Environmental policy benefits: monetary valuation, Paris

ÖKO-INSTITUT 1985: Arbeiten im Einklang mit der Natur, ÖKO-Institut/ Projektgruppe Ökologische Wirtschaft (eds.), Freiburg

OTTINGER 1988: Environmental externality costs of energy resources, Statement of Work, Center for Environmental Legal Studies, Prof.R.L.Ottinger, Pace University, White Plains NY

OTTINGER 1989: mehrere Schreiben von Prof.R.L.Ottinger, Pace University, White Plains NY bezügl. des "externality cost project" (vgl. <OTTINGER 1988>) an die GEMIS-Projektleitung

PROGNOS 1987: Rationelle Energieverwendung und -erzeugung ohne Kernenergienutzung - Möglichkeiten sowie energetische, ökologische und wirtschaftliche Auswirkungen, i.A. des Ministeriums für Wirtschaft NRW, Basel

RENTZ/MORGENSTERN 1988: Comparative cost-effectiveness studies of emission control strategies for the Federal Repblic of Germany, Paper für die ENVRISK '88 - Energy and Environment: the European Perspective on Risk Conference, Como/Italien

RUBIK 1985: Das Bruttosozialprodukt als Indikator für Lebensqualität ?, in: ÖKO-INSTITUT 1985, S. 145-176

SCHULZ 1985: Der monetäre Wert besserer Luft, Frankfurt/Bern/New York

SESO 1984: Coal versus nuclear, a struggle for power. Evaluation and comparison of major side effects, Studiecentrum voor Economisch en Sociaal Onderzoek (SESO), Universität Antwerpen 84/166

SHENK ET AL 1981: Quantifying environmental impacts, C.A.Shenk et al., EPA-910/9-81-086, Environmental Protection Agency Region X, Seattle WA

SHRADER-FRECHETTE 1985: Science Policy, Ethics, and Economic Methodology - Some Problems of Technology Assessment and Environmental-Impact Analysis, Dordrecht/Boston/Lancaster

SHUMAN/CAVANAGH 1982: A Model Electric Power and Conservation Plan for the Pacific Northwest, Appendix II: Environmental Costs, San Francisco

SRU 1988: Umweltgutachten 1987, Rat für Umweltfragen, Stuttgart/Mainz

UBA 1986: Daten zur Umwelt 1986/87, Umweltbundesamt, Berlin

UBA 1987: UMPLIS - Bibliographie Umweltökonomie, Umweltbundesamt, Berlin

UBA 1989: Luftreinhaltung '88, Umweltbundesamt, Berlin

UNEP 1985: The environmental impacts of production and use of energy, Part IV - Phase II - cost-benefit analysis of the environmental impacts of commercial energy sources and its use in emission control of energy systems, United Nations Environmental Program, ERS-15-85, Nairobi

WICKE 1986: Die ökologischen Milliarden, L.Wicke, München

A-3 Verursacheranteil für ausgewählte Umweltaspekte

3.1 globale Perspektive (Quelle: HOLDREN 1987)

	Measure of Disruption By				
Index	**Natural Baseline**	**Agriculture**	**Trad. En. Supply**	**Ind. En. Supply**	**Other Activity**
land use [km2]	135,000,000 global ice-free land	15,000,000 cultivated land (2/3 harvested annually)	5,000,000 forest land to supply 1980 fuelwood sustainably	150,000 occupied by energy facilities (2/3 hydropower)	1,500,00 occupied by towns, transport systems
water use, consumed or polluted [km3]	50000 total runoff (2/3 unusable in floods	2000 irrigation	unquantified, effects of deforestation	800 process wat. cooling, and evaora-tion from hydro	500 all other industrial & domestic supply
net CO_2 added to atmosphere [Gt C]	700 atmospheric C in CO_2	0-1/year net forest clearing for agriculture	0-0.2/year net deforestation for fuelwood	6/year fossil-fuel combustion	0-1/year net deforestation for lumber, urbanistion
nitrogen fixation in NH_4, NO_x [Mt N]	200/year biological fixation	60/year industrial fertilizers, 1/yr agric. burning	1/year traditional fuels combustion	30/year fossil-fuel combustion	1/year non-energy industrial processes
sulfur to atmos. as SO_2,H_2S [Mt S]	100/year from decay (60 %) and sea spray (40 %)	0.8/year agricultural burning	0.3/year traditional fuels combustion	60/year fossil-fuel combustion	10/year smelting and other processes
hydrocarbons reacive) to atmos. [Mt]	800/year mostly from vegetation	30/year agricultural burning	4/year traditional fuels combustion	30/year, 90% fosil-fuel cmbusion, 10% oil refining	20/year non-energy industrial processes
particulates to atmos. [Mt]	500/year: 60% sea salt 20% volcanoes, 20% dust, 1% forest fires	30/year agricultur. burning, 10/year wheat handling	15/year traditional fuels combustion	40/year fossil-fuel combstion	50/yr, 80% non-energy industrial processes, 20%others
oil added to oceans [Mt]	0.5/year natural sweeps	negligible	negligible	3/year from tankers drilling platforms, coastal facilities	2/year lube-oil disposal, other oil waste via rivers, etc.
mercury mobiliza-tion [kt]	25/year outgassing	0.3/year biocides, 0.4/year	0.2/year traditional fuels combustion	3/year from oil and coal burning	13/year of which 70% mined as Hg & 30% mobilized as by-products
lead to atmos. [kt]	25/year mostly volcanic and wind-blown dust	0.4/year agricultural burning	0.2/year traditional fuels combustion	230/year fossil-fuels combustion (90% gasoline additives)	100/year metals production
radiation exposure to humans in mio person-rem	800/year natural background; 30 from whole-body eq. radon lung dose	unquantified extra radon release from tilling soil	negligible	1/year; 50% nuclear power, 50% from U in coal	150/year: 93% medical X-rays, 7% fallout

3.2 nationale Perspektive am Beispiel der Flächennutzung in der BRD

	[Mio ha]	[%]
Gesamtfläche BRD	25,0	100,0
Landwirtschaft	13,8	55,0
Wald, Wasser, unbewirtschaftet	8,3	32,9
Siedlungsfläche	2,9	11,8
davon:		
- Wohnen	0,8	3,2
- Industrie	0,65	2,6
- Verkehr	1,75	4,7
- Freiflächen	0,32	1,3
militärisches Gelände	0,405	1,6
Hochspannungsfreileitungen	0,222	0,8
Abbau Rohstoffe	0,063	0,3
Halden	0,001	-

(Quelle BMI 1985)

A-4 Weitere Informationen zur Flächeninanspruchnahme

A-4.1 Die in GEMIS-Rechnnungen verwendeten Flächendaten

Die folgende Tabelle zeigt die Flächendaten der wichtigsten Anlagen aus GEMIS[1].

Tabelle 195 Flächenbedarf überregionaler Anlagen

Name der Anlage	Flächeninanspruchnahme [ha]
BrK-Förderung BRD	8640
Gas-Förderung	20
Öl-Förderung onshore	20
StK-Förderung Tagebau	8800
StK-Förderung Tiefbau	100
Uranförderung	4450
BrK-Staub-Fabrik	100
Gas-Aufbereitung	15
Raffinerie	15
StK-Brikett-Fabrik	15
U-Anreicherung-Diff	10
U-Anreicherung-Zentr.	10
U-Brennelementfabrik	5
U-Konversion	50
AKW-Leichtwasser	18
BallastStK-Kraftwerk	20
BrK-Kraftwerk	14
Gas-Kraftwerk	3
Heizöl-Kraftwerk	5
StK-HKW-groß	7,5
StK-Kraftwerk	20
Solar-Parabol	400
Solar-Turm	900
Solar-Panels	540

[1] Die Begründungen für die einzelnen Werte sind dem Arbeitspapier AP-All-8 zu entnehmen.

Tabelle 196 Weitere ausgewählte Flächenangaben

Name der Anlage	Flächeninanspruchnahme [ha]
Biogas-Zentralanlage	0,25
BKS-HKW-klein	3
Wasserkraftanlage	0,05
Windkraftwerk-klein	0,01
Ballast-StK-HKW-kl.	3,5
Ballast-StK-HKW-groß	5
BKS-Heizwerk	3
BKS-HKW-groß	3
BrK-Staubfabrik-HKW	7,5
Gas-GT-HKW-groß	-
Gas-HKW	3
HEL-HKW	3
Holz-HS-Heizwerk	-
Müll-HKW	3,5
StK-Heizwerk	3
StK-HKW-klein	3
Strohcob-Heizwerk	-
Strohcob-Herstellung	-
Wasserkraft-groß	1
Windkraft-groß	1

Bei den Übertragungseinrichtungen wurden folgende Werte für Schutzstreifen zugrunde gelegt, wobei in die Bilanzierung nur 10 % des ermittelten Wertes einbezogen wurden:

Freileitungen 380 kV	50 m
Freileitungen 110 kV	40 m
Erdöl- und Erdgaspipelines	4 m
Nah- und Fernwärmeversorgung	4 m

A-4.2 Unterschiedliche Kategorien der Flächeninanspruchnahme

In den bisherigen GEMIS-Rechnungen wurde jeder Anlage lediglich eine Flächenangabe zugeordnet. Es wurde aber bereits darauf hingewiesen, daß es sinnvoll wäre, die Flächeninanspruchnahme in einzelne Kategorien zu unterteilen, um die unterschiedlichen Typen der Inanspruchnahme besser unterscheiden zu können. Auch wenn dies aufgrund von lückenhaften Datenmaterial bisher nicht durchgehend vorgenommen werden konnte, sollen im folgenden die Kategorien kurz dargestellt werden, die hierfür infrage kämen und anschließend Tabellen gezeigt werden, in denen eine Zuordnung der Anlagen zu den einzelnen Kategorien vorgenommen wurde.

Die folgenden Kategorien sollten unterschieden werden:

- Kategorie I, die die Flächeninanspruchnahme im engeren Sinne erfaßt (überbaute, versiegelte Flächen, Betriebsgelände)
- Kategorie II, in der einzuhaltende Schutzzonen, die z.T. lediglich Nutzungseinschränkungen unterliegen, erfaßt sind
- Kategorie III, in der nur temporär beeinträchtigte Flächen (z. B. beim Abbau der Primärenergieträger), bzw. solche für die Entsorgung von Reststoffen zusammengefaßt sind
- Kategorie IV für Flächen unter Mehrfachnutzung.

Die einzelnen Kategorien enthalten z.T. noch eine feinere Unterteilung, um die stark unterschiedlichen Arten der Beeinträchtigung auseinanderhalten zu können, z.B. die Unterscheidung in der Kategorie I zwischen Flächen, die tatsächlich voll einer zu errichtenden Anlage zuzurechnen sind (Sub-Kategorie Ia), sowie genutzte Flächen, die als Teil eines bereits bestehenden Gebäudes angesehen werden können (Sub-Kategorie Ib). Die Kategorie III wurde ebenfalls unterteilt, wobei IIIa die auf Dauer für Rückstände, Deponien usw. benötigten Flächen aufnehmen soll und IIIb temporär in Anspruch genommene Flächen, die bereits während des Betriebszeitraums wieder rekultiviert werden.

In den Tabellen wurde schließlich noch unterschieden, ob die Flächeninanspruchnahme im Inland (Kürzel i) oder im Ausland (Kürzel a) erfolgt.

Die Anlagen sind nach einem angegebenen Zentralisierungsgrad unterteilt, wobei folgende Zentralisierungsgrade angenommen wurden:

ZG 1	Lokale Anlagen am Verbrauchsort
ZG 2	(Lokale) Anlagen in der Nähe des Verbrauchsortes
ZG 3	Anlagen mittlerer Größe
ZG 4	Zentrale, überregionale Anlagen.

Tabelle 197 Flächenbedarfe lokaler Anlagen

	ZG	Flächenkategorien					
Name		Ia	Ib	II	IIIa	IIIb	IV
Biogas-BHKW	1		i				
Biogas-Einzelanlage	1		i				
Biogas-Kessel	1		i				
Biogas-TOTEM	1		i				
BrK-Brikett-Heizung	1		i				
Dieselmotor generell	1		i				
E-Speicher-Hzg	1		i				
E-WP-bivalent/Öl	1		i				
E-WP-Luft	1		i				
E-WP-monovalent	1		i				
Elektromotor	1		i				
Gas-AWP	1		i				
Gas-BHKW-klein	1		i				
Gas-Brennwert-Hzg	1		i				
Gas-Hzg Gebl.Brenner	1		i				
Gas-Hzg. atm.Brenner	1		i				
Gasmotor-Kompressor	1		i				
HEL-AWP	1		i				
HEL-BHKW-klein	1		i				
HEL-Brennwert-Hzg	1		i				
HEL-Heizung	1		i				
HEL-Heizung BEST	1		i				
HEL-MWP-klein	1		i				
Holz-Heizung	1		i				
Holz-HS-Heizung	1		i				
Holzvergaser	1		i				
Lkw-Dieselmotor	1		i				
Schiffs-Dieselmotor	1		i				
Solarkollektor	1		i				

Solarzelle-amorph	1		i				
StK-Brikett-Heizung	1		i				
Stroh-Heizung	1		i				
Strohcob-Heizung	1		i				
Tanker-Dieselmotor	1		i				

Tabelle 198 Flächenbedarfe für Anlagen in der Nähe des Versorgungsobjektes

	ZG	Flächenkategorien					
Name		Ia	Ib	II	IIIa	IIIb	IV
Biogas-Zentralanlage	2	i					
BKS-HKW-klein	2		i				
Gas-BHKW-groß	2		i				
Gas-GT-HKW-klein	2		i				
Gas-Verdichter GT	2		i				
HEL-BHKW-groß	2	i					
HEL-Spitzenkessel	2	i					
Holz-HS-Herstellung	2		i				
Holz-HS-Trocknung	2		i				
Holzgas-BHKW	2		i				
Wasserkraftanlage	2	i					i
Windkraftwerk-klein	2	i		i			

Tabelle 199 Flächenbedarfe Anlagen mittlerer Größe

	ZG	Flächenkategorien					
Name der Anlage		Ia	Ib	II	IIIa	IIIb	IV
Ballast-StK-HKW-kl.	3	i			?		
Ballast-StK-HKW-groß	3	i		i	?		
BKS-Heizwerk	3	i					
BKS-HKW-groß	3	i		?			
BrK-Staubfabrik-HKW	3	i		i			
Gas-GT-HKW-groß	3	i					
Gas-HKW	3	i					
HEL-HKW	3	i					
Holz-HS-Heizwerk	3	i					
Industrie-GT-HKW	3		i				
Industrie-StK-HKW	3		i				
Müll-HKW	3	i		?	?		
Raff-Gaskessel	3		i				
StK-Heizwerk	3	i		?	?		
StK-HKW-klein	3	i			?		
Strohcob-Heizwerk	3	i					
Strohcob-Herstellung	3		i				
Wasserkraft-groß	3	i					i
Windkraft-groß	3	i		i			

Tabelle 200 Flächenbedarfe überregionaler Anlagen

	ZG	Flächenkategorien					
Name der Anlage		Ia	Ib	II	IIIa	IIIb	IV
BrK-Förderung BRD	4	i		i	i	i	
Gas-Förderung Ausl.	4	a		a	a	a	
Gas-Förderung BRD	4	i		i	i	i	
Öl-Förd. BRD	4	i		i	i	i	
Öl-Förd. Nordsee	4						?
Öl-Förd. OPEC	4	a		a	a	a	
StK-Förd. Tagebau	4	a		a	a	a	
StK-Förd. Tief.Ausl.	4	a		a	a	a	
StK-Förderung BRD	4	i		i	i	i	
Uranförderung	4	a		a	a	a	
BrK-Staub-Fabrik	4	i		i	i		
Gas-Aufbereitung	4	i		i			
Raffinerie	4	i		i			
StK-Brikett-Fabrik	4	i		i			
U-Anreicherung-Diff	4	i		i	?		
U-Anreicherung-Zent.	4	i		i	?		
U-Brennelementfabrik	4	i		i	?		
U-Konversion	4	i		i	?		
AKW-Leichtwasser	4	i		i	i		
BallastStK-Kraftwerk	4	i		i	i		
BrK-Kraftwerk	4	i		i	i		
Gas-Kraftwerk	4	i		i			
Heizöl-S-Kessel	4	i					
Heizöl-Kraftwerk	4	i		i			
StK-HKW-groß	4	i		i	i		
StK-Kraftwerk	4	i		i	i		
StK-Kraftwerk-neu	4	i		i	i		

A-5 GEMIS-Brennstoffdaten

Brennstoffdaten für Ballast-Steinkohle

Gew. %									
Wassergehalt:	10.0	Asche-Gehalt:		28.50	Gew. %				
Kohlenstoff-Gehalt:		50.0	Luftbedarf:		5.25	m3/kg			
Wasserstoff-Gehalt:		3.5	Abgasstrom:		5.10	m3/kg			
Schwefel-Gehalt:		1.3	spez. Abgasstrom:			0.26	m3/MJ		
Sauerstoff-Gehalt:		5.0	CO2-Gehalt i.tr.A.:			18.17	Vol. %		
Stickstoff-Gehalt:		1.5	Emissionsfaktor CO2:			91610	kg/TJ		
Chlor-Gehalt:	0.2	Fluor-Gehalt:		1.0E-03		Heizwert:		20.0	MJ/kg

Brennstoffdaten für Biogas

Vol. %							
CH4 - Gehalt:	64.8	Unterer Heizwert:			23.30	MJ/m3	
CO2 - Gehalt:	35.0	Luftbedarf:		6.21	m3/m3		
H2S - Gehalt:	0.20	Abgasstrom:		5.91	m3/m3		
	spez. Abgasstrom:			0.25	m3/MJ		
biogener Brennstoff			CO2-Gehalt i.tr.A.:			16.90	Vol. %
Emissionsfaktor CO2:		0	kg/TJ				

Brennstoffdaten für Braunkohle-Brikett

Gew. %									
Wassergehalt:	12.0	Asche-Gehalt:		4.88	Gew. %				
Kohlenstoff-Gehalt:		56.71	Luftbedarf:		5.50	m3/kg			
Wasserstoff-Gehalt:		4.30	Abgasstrom:		5.40	m3/kg			
Schwefel-Gehalt:		0.34	spez. Abgasstrom:			0.25	m3/MJ		
Sauerstoff-Gehalt:		21.02	CO2-Gehalt i.tr.A.:			19.45	Vol. %		
Stickstoff-Gehalt:		0.704	Emissionsfaktor CO2:			96657	kg/TJ		
Chlor-Gehalt:	0.039	Fluor-Gehalt:		2.0E-03		Heizwert:		21.5	MJ/kg

Brennstoffdaten für Braunkohle-rheinisch

Gew. %					
Wassergehalt: 56.0	Asche-Gehalt: 4.00	Gew. %			
Kohlenstoff-Gehalt:	27.0	Luftbedarf:	2.59	m3/kg	
Wasserstoff-Gehalt:	2.00	Abgasstrom:	2.56	m3/kg	
Schwefel-Gehalt:	0.25	spez. Abgasstrom:	0.29	m3/MJ	
Sauerstoff-Gehalt:	10.39	CO2-Gehalt i.tr.A.:	19.58	Vol. %	
Stickstoff-Gehalt:	0.305	Emissionsfaktor CO2:	1.1E+05	kg/TJ	
Chlor-Gehalt: 0.05	Fluor-Gehalt: 5.0E-03		Heizwert:	8.80	MJ/kg

Brennstoffdaten für Braunkohle-Staub

Gew. %					
Wassergehalt: 10.0	Asche-Gehalt: 4.99	Gew. %			
Kohlenstoff-Gehalt:	58.0	Luftbedarf:	5.62	m3/kg	
Wasserstoff-Gehalt:	4.40	Abgasstrom:	5.53	m3/kg	
Schwefel-Gehalt:	0.35	spez. Abgasstrom:	0.25	m3/MJ	
Sauerstoff-Gehalt:	21.5	CO2-Gehalt i.tr.A.:	19.45	Vol. %	
Stickstoff-Gehalt:	0.72	Emissionsfaktor CO2:	97048	kg/TJ	
Chlor-Gehalt: 0.04	Fluor-Gehalt: 2.0E-03		Heizwert:	21.9	MJ/kg

Brennstoffdaten für Bunker-C-Öl

Gew. %					
Wassergehalt: 0.0	Asche-Gehalt: 1.5	Gew. %			
Kohlenstoff-Gehalt:	84.0	Luftbedarf:	10.14	m3/kg	
Wasserstoff-Gehalt:	10.0	Abgasstrom:	9.60	m3/kg	
Schwefel-Gehalt:	2.0	spez. Abgasstrom:	0.25	m3/MJ	
Sauerstoff-Gehalt:	1.5	CO2-Gehalt i.tr.A.:	16.23	Vol. %	
Stickstoff-Gehalt:	1.0	Emissionsfaktor CO2:	79128	kg/TJ	
Chlor-Gehalt: 0.0	Fluor-Gehalt: 0.0	Heizwert:	38.9	MJ/kg	

Brennstoffdaten für Erdgas H

Vol. %			
CH4 - Gehalt: 95.49	Unterer Heizwert:	36.60	MJ/m3
H2 - Gehalt: 1.00	Luftbedarf: 9.74	m3/m3	
C2H6 - Gehalt: 2.00	Abgasstrom: 8.72	m3/m3	
C3H8 - Gehalt: 1.00	spez. Abgasstrom:	0.24	m3/MJ
N2 - Gehalt: 0.50	CO2-Gehalt i.tr.A.:	11.75	Vol. %
H2S - Gehalt: 4.0E-04	Emissionsfaktor CO2:	55371	kg/TJ

Brennstoffdaten für Erdölgas

Vol. %			
CH4 - Gehalt: 95.45	Unterer Heizwert:	36.60	MJ/m3
H2 - Gehalt: 1.00	Luftbedarf: 9.73	m3/m3	
C2H6 - Gehalt: 2.00	Abgasstrom: 8.72	m3/m3	
C3H8 - Gehalt: 1.00	spez. Abgasstrom:	0.24	m3/MJ
N2 - Gehalt: 0.50	CO2-Gehalt i.tr.A.:	11.75	Vol. %
H2S - Gehalt: 0.05	Emissionsfaktor CO2:	55353	kg/TJ

Brennstoffdaten für Hausmüll-BRD

Gew. %				
Wassergehalt: 33.0	Asche-Gehalt: 25.0	Gew. %		
Kohlenstoff-Gehalt:	23.0	Luftbedarf:	2.35	m3/kg
Wasserstoff-Gehalt:	3.00	Abgasstrom:	2.29	m3/kg
Schwefel-Gehalt:	0.40	spez. Abgasstrom:	0.27	m3/MJ
Sauerstoff-Gehalt:	15.0	CO2-Gehalt i.tr.A.:	18.58	Vol. %
Stickstoff-Gehalt:	0.30	Emissionsfaktor CO2:	0	kg/TJ
Chlor-Gehalt: 0.29				
Fluor-Gehalt: 1.0E-02				
Unterer Heizwert:	8.40	MJ/kg		
biogener Brennstoff				

Brennstoffdaten für Heizöl EL

Gew. %					
Wassergehalt: 0.00	Asche-Gehalt: 0.05		Gew. %		
Kohlenstoff-Gehalt:	85.20	Luftbedarf:	11.30	m3/kg	
Wasserstoff-Gehalt:	14.00	Abgasstrom:	10.52	m3/kg	
Schwefel-Gehalt:	0.16	spez. Abgasstrom:		0.25	m3/MJ
Sauerstoff-Gehalt:	0.00	CO_2-Gehalt i.tr.A.:		15.02	Vol. %
Stickstoff-Gehalt:	0.59	Emissionsfaktor CO_2:		72945	kg/TJ
Chlor-Gehalt: 0.00					
Fluor-Gehalt: 0.00					
Unterer Heizwert:	42.8	MJ/kg			

Brennstoffdaten für Heizöl S

Gew. %					
Wassergehalt: 0.00	Asche-Gehalt: 0.70		Gew. %		
Kohlenstoff-Gehalt:	84.0	Luftbedarf:	10.40	m3/kg	
Wasserstoff-Gehalt:	11.0	Abgasstrom:	9.80	m3/kg	
Schwefel-Gehalt:	1.80	spez. Abgasstrom:		0.25	m3/MJ
Sauerstoff-Gehalt:	1.50	CO_2-Gehalt i.tr.A.:		15.89	Vol. %
Stickstoff-Gehalt:	1.00	Emissionsfaktor CO_2:		77730	kg/TJ
Chlor-Gehalt: 0.00					
Fluor-Gehalt: 0.00					
Unterer Heizwert:	39.6	MJ/kg			

Brennstoffdaten für Holz

Gew. %					
Wassergehalt: 30.0	Asche-Gehalt: 0.27	Gew. %			
Kohlenstoff-Gehalt:	35.9669	Luftbedarf:	3.46	m3/kg	
Wasserstoff-Gehalt:	4.64	Abgasstrom:	3.41	m3/kg	
Schwefel-Gehalt:	0.039	spez. Abgasstrom:	0.26	m3/MJ	
Sauerstoff-Gehalt:	29.00	CO2-Gehalt i.tr.A.:	19.58	Vol. %	
Stickstoff-Gehalt:	0.078	Emissionsfaktor CO2:	0	kg/TJ	
Unterer Heizwert:	13.0	MJ/kg	biogener Brennstoff		

Brennstoffdaten für Holz-Brikett

Gew. %					
Wassergehalt: 9.50	Asche-Gehalt: 0.35	Gew. %			
Kohlenstoff-Gehalt:	46.5	Luftbedarf:	4.48	m3/kg	
Wasserstoff-Gehalt:	6.00	Abgasstrom:	4.40	m3/kg	
Schwefel-Gehalt:	0.05	spez. Abgasstrom:	0.25	m3/MJ	
Sauerstoff-Gehalt:	37.5	CO2-Gehalt i.tr.A.:	19.58	Vol. %	
Stickstoff-Gehalt:	0.10	Emissionsfaktor CO2:	0	kg/TJ	
Unterer Heizwert:	17.5	MJ/kg	biogener Brennstoff		

Brennstoffdaten für Holz-Hackschnitzel

Gew. %					
Wassergehalt: 20.0	Asche-Gehalt: 0.31	Gew. %			
Kohlenstoff-Gehalt:	41.11	Luftbedarf:	3.96	m3/kg	
Wasserstoff-Gehalt:	5.30	Abgasstrom:	3.90	m3/kg	
Schwefel-Gehalt:	0.044	spez. Abgasstrom:	0.26	m3/MJ	
Sauerstoff-Gehalt:	33.15	CO2-Gehalt i.tr.A.:	19.58	Vol. %	
Stickstoff-Gehalt:	0.088	Emissionsfaktor CO2:	0	kg/TJ	
Unterer Heizwert:	15.2	MJ/kg	biogener Brennstoff		

Brennstoffdaten für Holzgas

Vol. %				
CH4 - Gehalt: 89.0	Unterer Heizwert:		32.88	MJ/m3
C2H6 - Gehalt: 0.50	Luftbedarf:	8.76	m3/m3	
C4H8n- Gehalt:	0.50	Abgasstrom:	7.94	m3/m3
CO2 - Gehalt: 2.50	spez. Abgasstrom:		0.24	m3/MJ
N2 - Gehalt: 7.50	CO2-Gehalt i.tr.A.:		11.90	Vol. % biogener Brennstoff

Brennstoffdaten für Steinkohle

Gew. %				
Wassergehalt: 8.50	Asche-Gehalt: 5.19		Gew. %	
Kohlenstoff-Gehalt:	74.5	Luftbedarf:	7.61	m3/kg
Wasserstoff-Gehalt:	4.20	Abgasstrom:	7.42	m3/kg
Schwefel-Gehalt:	1.00	spez. Abgasstrom:	0.25	m3/MJ
Sauerstoff-Gehalt:	5.00	CO2-Gehalt i.tr.A.:	18.62	Vol. %
Stickstoff-Gehalt:	1.40	Emissionsfaktor CO2:	93173	kg/TJ
Chlor-Gehalt: 0.20				
Fluor-Gehalt: 1.0E-02				
Unterer Heizwert:	29.3	MJ/kg		

Brennstoffdaten für Steinkohle-Brikett

Gew. %				
Wassergehalt: 4.00	Asche-Gehalt: 2.93		Gew. %	
Kohlenstoff-Gehalt:	85.0	Luftbedarf:	8.72	m3/kg
Wasserstoff-Gehalt:	4.50	Abgasstrom:	8.48	m3/kg
Schwefel-Gehalt:	1.00	spez. Abgasstrom:	0.25	m3/MJ
Sauerstoff-Gehalt:	2.00	CO2-Gehalt i.tr.A.:	18.57	Vol. %
Stickstoff-Gehalt:	0.50	Emissionsfaktor CO2:	91610	kg/TJ
Chlor-Gehalt: 0.05				
Fluor-Gehalt: 0.02				
Unterer Heizwert:	34.0	MJ/kg		

Brennstoffdaten für Stroh

Gew. %					
Wassergehalt:	25.00	Asche-Gehalt:	4.41	Gew. %	
Kohlenstoff-Gehalt:	37.06	Luftbedarf:	3.25	m3/kg	
Wasserstoff-Gehalt:	3.53	Abgasstrom:	3.26	m3/kg	
Schwefel-Gehalt:	0.088	spez. Abgasstrom:	0.26	m3/MJ	
Sauerstoff-Gehalt:	29.47	CO2-Gehalt i.tr.A.:	21.06	Vol. %	
Stickstoff-Gehalt:	0.35	Emissionsfaktor CO2:	0	kg/TJ	
Chlor-Gehalt:	0.088				
Fluor-Gehalt:	0.00				
Unterer Heizwert:	12.5	MJ/kg			
biogener Brennstoff					

Brennstoffdaten für Stroh-Cob

Gew. %					
Wassergehalt:	15.0	Asche-Gehalt:	5.00	Gew. %	
Kohlenstoff-Gehalt:	42.0	Luftbedarf:	3.69	m3/kg	
Wasserstoff-Gehalt:	4.00	Abgasstrom:	3.70	m3/kg	
Schwefel-Gehalt:	0.10	spez. Abgasstrom:	0.26	m3/MJ	
Sauerstoff-Gehalt:	33.4	CO2-Gehalt i.tr.A.:	21.06	Vol. %	
Stickstoff-Gehalt:	0.40	Emissionsfaktor CO2:	1.1E+05	kg/TJ	
Chlor-Gehalt:	0.10				
Fluor-Gehalt:	0.00				
Unterer Heizwert:	14.4	MJ/kg biogener Brennstoff			

A-6 GEMIS-Materialvektoren

GEMIS-Werte für Erdöl-Onshore-Förderung

Material	[t]
Stahl	25.000
Zement	8.000
Flächenbedarf [103 m2]	200
Lebensdauer [a]	25
Auslastung [h/a]	7.900
Output [MWth]	1.000

GEMIS-Werte für Erdöl-Offshore-Förderung

Material	[t]
Stahl	54.200
Zement	16.500
Kunststoff	14.000
Flächenbedarf [103 m2]	0
Lebensdauer [a]	25
Auslastung [h/a]	7.900
Output [MWth]	1.000

GEMIS-Werte für die Erdöl-Raffinerie

Material	[t]
Stahl	35.000
Zement	10.000
Kunststoff	350
Flächenbedarf [103 m2]	150
Lebensdauer [a]	20
Auslastung [h/a]	7.000
Output [MWth]	1.000

GEMIS-Werte für Erdöl-Transport

	Tanker	Pipeline	Bahn	Lkw
Stahl [t]	20.000	25.000	310	8
Entfernung [km]	8.800	250	100	100
Flächenbedarf [103 m2]	0	1000	0	0
Lebensdauer [a]	16	30	30	10
Auslastung [h/a]	5.000	6000	6000	4500
Output [MWth]	2.600	2.200	300	10

GEMIS-Werte für Erdgas-Onshore-Förderung

Material	[t]
Stahl	13.000
Zement	3.500
Kunststoff	4.500
Flächenbedarf [103 m2]	200
Lebensdauer [a]	20
Auslastung [h/a]	7.900
Output [MWth]	1.000

GEMIS-Werte für Erdgas-Offshore-Förderung

Material	[t]
Stahl	26.000
Zement	7.100
Kunststoff	8.900
Flächenbedarf [103 m2]	0
Lebensdauer [a]	25
Auslastung [h/a]	7.900
Output [MWth]	1.000

GEMIS-Werte für Erdgas-Aufbereitung

Material	[t]
Alu	660
Stahl	32.200
Zement	16.000
Flächenbedarf [103 m2]	150
Lebensdauer [a]	20
Auslastung [h/a]	7.900
Output [MWth]	1.000

GEMIS-Werte für Erdgas-Transport

	kontinental	national	lokal
Stahl [t]	1.500.000	62.500	500
Kunststoff [t]	0	0	100
Entfernung [km]	6.000	250	10
Flächenbedarf [103 m2]	18.000	1000	0
Lebensdauer [a]	40	40	40
Auslastung [h/a]	6.000	6000	6000
Output [MWth]	1.000	20	10

GEMIS-Werte für Steinkohle-Förderung

	Tiefbau	Tagebau
Stahl [t]	100.000	25.000
Zement [t]	20.000	0
Flächenbedarf [103 m2]	1000	88.000
Lebensdauer [a]	25	25
Auslastung [h/a]	7.900	7.900
Output [MWth]	1.500	1.500

GEMIS-Werte für Steinkohle-Transport

	Seeschiff	Binnenschiff	Bahn	Lkw
Stahl [t]	25.000	1.000	310	10
Entfernung [km]	15.500	250	100	100
Flächenbedarf [103 m2]	0	0	0	0
Lebensdauer [a]	16	20	30	10
Auslastung [h/a]	5.000	5000	6000	4500
Output [MWth]	2.600	50	200	10

GEMIS-Werte für Braunkohle-Förderung

	Tagebau
Stahl [t]	70.000
Zement [t]	0
Flächenbedarf [103 m2]	86.400
Lebensdauer [a]	25
Auslastung [h/a]	7.900
Output [MWth]	1.500

GEMIS-Werte für die Braunkohlestaub-Fabrik

Stahl [t]	10.000
Zement [t]	10.000
Flächenbedarf [103 m2]	1000
Lebensdauer [a]	30
Auslastung [h/a]	7.900
Output [MWth]	1.500

GEMIS-Werte für Braunkohle-Transport

	Binnenschiff	Bahn	Lkw
Stahl [t]	1.000	310	10
Entfernung [km]	250	100	100
Flächenbedarf [103 m2]	0	0	0
Lebensdauer [a]	20	30	10
Auslastung [h/a]	5000	6000	4500
Output [MWth]	35	150	7,5

GEMIS-Werte für die Uran-Prozeßkette

Material [t]	Mine	UF6	Diffusion	BE-Fabrik
Stahl	5.000	8.000	700	1.000
Zement	1.000	200.000	1.500	10.000
Flächenbedarf [103 m2]	44.500	500	100	50
Lebensdauer [a]	20	20	20	20
Auslastung [h/a]	7.000	7.000	7.000	7.000
Output [MWth]	13.800	8.000	10.000	20.000

GEMIS-Werte für Kohle-Kraftwerke

Material [t]	Steinkohle	Braunkohle
Aluminium	800	820
Kupfer	800	820
Stahl	71.700	73.800
Zement	38.000	39.000
Kunststoff	800	820
Flächenbedarf [103 m2]	200	140
Lebensdauer [a]	30	30
Output [MWel]	700	600

GEMIS-Werte für Öl- und Gas-Kraftwerke

	Öl-Kraftwerk	Gas-GuD-Kraftwerk
Stahl [t]	24.000	5.000
Zement [t]	15.000	3.000
Flächenbedarf [103 m2]	50	30
Lebensdauer [a]	30	20
Output [MWel]	400	200

GEMIS-Werte für Wasser- und Atomkraftwerke

	Wasserkraft	Atomkraft
Stahl [t]	20.000	117.000
Zement [t]	96.000	172.000
Flächenbedarf [103 m2]	10	180
Lebensdauer [a]	50	25
Auslastung [h/a]	5.000	6.000
Output [MWel]	50	1.300

GEMIS-Werte für die Stromverteilung

	380 kV	110 kV	20 kV	0,4 kV
Stahl [t]	45.000	60.000	120.000	2.000
Zement [t]	18.000	24.000	48.000	800
Flächenbedarf [103 m2]	6.000	5.000	0	0
Entfernung [km]	100	100	50	0,5
Lebensdauer [a]	25	25	25	25
Auslastung [h/a]	5.000	5.000	5.000	5.000
Output [MWel]	1.000	1.000	1.000	100

GEMIS-Werte für Solarkollektoren

	Alu	Cu-Vak	Kunststoff
Aluminium	54	0	0
Kupfer	0	28	6
Stahl	0	0	0
Glas	60	20	0
Kunststoff	4	0	57
Flächenbedarf [103 m2]	0	0	0
Lebensdauer [a]	15	15	15
Auslastung [h/a]	2.000	2.000	2.000
Output [kWth]	1	1	1

GEMIS-Werte für Solarzellen

Material [kg]	Si-Ziegel	Multi-Panel
Aluminium	0,5	360
Kupfer	7	330
Stahl	25	1.850
Glas	0,1	0,5
Kunststoff	110	105
Flächenbedarf [103 m2]	0	0
Lebensdauer [a]	20	20
Auslastung [h/a]	1.100	1.200
Output [kWel]	1	10

GEMIS-Werte für solare Großstromerzeuger

Material [t]	Zellen	Turm	Parabol
Kupfer	1.540	6.700	3.350
Stahl	14.200	85.100	35.900
Zement	22.000	75.000	58.400
Glas	11.000	29.400	17.000
Kunststoff	5.100	4.080	1.690
Flächenbedarf [103 m2]	4.000	9.000	5.400
Lebensdauer [a]:	20	20	20
Auslastung [h/a]	2.100	3.620	2.350
Output [MWel]	200	200	200

GEMIS-Werte für Windkraftwerke

Material [kg]	Klein-WEK	Groß-WEK
Kupfer	170	8.750
Stahl	4.500	336.250
Zement	1.200	241.000
Kunststoff	20	31.250
Flächenbedarf [103 m2]	0,1	10
Lebensdauer [a]:	20	20
Auslastung [h/a]	3.000	4.190
Output [kWel]	25	3.000

GEMIS-Werte für Kleinwasserkraftwerke

Material	[kg]
Kupfer	100
Stahl	11.000
Zement	20.000
Flächenbedarf [103 m2]	0,1
Lebensdauer [a]:	50
Auslastung [h/a]	5.000
Output [kWel]	100

GEMIS-Werte für Biomasse-Aufbereitung

	Hackschnitzel- Herstellung	Pellet/Cob- Herstellung
Stahl [kg]	10.000	10.000
Lebensdauer [a]:	10	10
Auslastung [h/a]	4.000	4.000
Output [MWth]	1	1

GEMIS-Werte für Holz/Stroh-Vergaser

Stahl [kg]	5.000
Lebensdauer [a]:	15
Auslastung [h/a]	5.000
Output [MWth]	1

GEMIS-Werte für Biogas-Anlagen

	Zentralanlage	Einzelanlage
Stahl [kg]	100.000	100
Zement [kg]	40.000	0
Kunststoff [kg]	0	250
Flächenbedarf [103 m2]	2,5	0
Lebensdauer [a]:	20	10
Auslastung [h/a]	7.000	5.000
Output [MWth]	1	0,05

GEMIS-Werte für konventionelle Heizsysteme

	Öl	Gas	E-NSp	Briketts
Kupfer [kg]	20	20	10	20
Stahl [kg]	1.270	460	100	1.500
Zement [kg]	100	0	1.000	0
Flächenbedarf [103 m2]	0	0	0	0
Lebensdauer [a]	15	15	15	15
Auslastung [h/a]	1.600	1.600	1.600	1.600

Output [kWth]	10	10	10	10

GEMIS-Werte für Wärmepumpen

	EWP-biv.	EWP-mono	Gas-WP
Aluminium [kg]	5	0	0
Kupfer [kg]	20	20	10
Stahl [kg]	100	100	50
Zement [kg]	0	10	0
Flächenbedarf [103 m2]	0	0	0
Lebensdauer [a]	15	15	15
Auslastung [h/a]	1.600	1.600	1.600
Output [kWth]	10	10	10

GEMIS-Werte für Kohle-HKW

	StK-HKW	BKS-HKW	StK-HKW	BKS-HKW
	100 MWel	100 MWel	20 MWel	20 MWel
Stahl [t]	9.000	10.800	4.000	4.800
Zement [t]	10.400	12.500	2.300	2.700
Flächenbedarf [103 m2]	75	75	30	30
Lebensdauer [a]	25	25	25	25
Auslastung [h/a]	4.500	4.500	4.500	4.500
Output [MWth]	250	250	50	50

GEMIS-Werte für Öl- und Gas-BHKW

	Diesel-BHKW	Gas-BHKW	Gas-Gasturbine
Kupfer [kg]	1.250	1.250	5.000
Stahl [kg]	25.000	30.000	5.000
Zement [kg]	20.000	20.000	3.000
Flächenbedarf [103 m2]	0	0	0,5
Lebensdauer [a]	15	15	10
Auslastung [h/a]	4.500	4.500	4.500
Output [kWth]	1.000	1.000	4.000

GEMIS-Werte für Wärmenetze

	Nahwärmenetz	Fernwärmenetz
Stahl [kg]	0	120.000
Kunststoff [kg]	10.000	0
Flächenbedarf [103 m2]	8	40
Lebensdauer [a]	30	30
Auslastung [h/a]	4.500	4.500
Output [MWth]	5	100

A-7 Verzeichnis der GEMIS-Arbeitspapiere

Allgemeine Fragen

AP-ALL-1: Kurzdarstellung des GEMIS-Projekts: Ansatz, Fragestellung und Perspektiven

AP-ALL-2: Brief Description of the GEMIS Project: General Issues, Basic Questions, and Perspectives

AP-ALL-3: Analyse der Methoden- und Datengrundlage zur Berücksichtigung der Umweltaspekte von Energiesystemen in verschiedenen Studien

AP-ALL-4: Auswertung von Energiekonzepten hinsichtlich der Berücksichtigung von Umweltauswirkungen

AP-ALL-5: Qualitative Aspekte bei der Beschreibung und Bewertung von Energiesystemen - Systematik und Beispiele

AP-ALL-6: Emissionsvermeidungskosten als Basis zur Monetarisierung der Umwelteffekte von Energiesystemen

AP-ALL-7: entfällt

AP-ALL-8: "Weiche" Kenndaten für Energiesysteme

AP-ALL-9: Umwelt-Wirkungsaspekte und Umweltbewertung von Energiesystemen

AP-ALL-10: Benefits of new and renewable sources of energy: preliminary results from the GEMIS-Project (Paper for the EUROFORUM New Energies)

AP-ALL-11: Darstellung und erste Ergebnisse des GEMIS-Projekts (Vortrag beim EWEKO-Seminar 2.+3.7.88 in Frankfurt)

AP-ALL-12: Emissionsvermeidungskosten und Monetarisierung - Aktualisierung und ergänzende Diskussion

AP-ALL-13: Umweltaspekte der Kraft-Wärme-Kopplung - Beispielrechnungen für Berlin

Emissionsdatensätze

AP-EDS-0: Die Verbrennungsrechnung im GEMIS-Programm

AP-EDS-1: Zusammenstellung von energiebezogenen Emissionsdaten für Heizsysteme mit biogenen Festbrennstoffen

AP-EDS-2: Zusammenstellung von energiebezogenen Emissionsdaten für Heizsysteme mit fossilen Festbrennstoffen

AP-EDS-3: Zusammenstellung von energiebezogenen Emissionsdaten für Heizsysteme mit Heizöl und Erdgas

AP-EDS-4: Zusammenstellung von energiebezogenen Emissionsdaten für Heizsysteme mit Kraft-Wärme-Kopplung

AP-EDS-5: Zusammenstellung von energiebezogenen Emissionsdaten für Hausmüll-Verbrennungsanlagen

EDV-Fragen

AP-EDV-1: GEMIS-Programmstruktur

AP-EDV-2: Auswahl der Programmsprache für das EDV-Modell im GEMIS-Projekt

AP-EDV-3: Eignung fortgeschrittener Computerinstrumente zur Einbeziehung qualitativer Umweltaspekte in das GEMIS-Modell

AP-EDV-4: GEMIS User's Guide: Introduction and Overview

AP-EDV-5: GEMIS-Programm-Handbuch (Kurzfassung)

AP-EDV-6: Beschreibung des Algorithmus zur Berechnung der Umwelteffekte

Materialdatensätze

AP-MDS-1: Zusammenstellung von materialbezogenen Emissionsdaten

AP-MDS-2: Zusammenstellung von Materialvektoren für Energiesysteme

Prozeßdatensätze

AP-PDS-1: Zusammenstellung von energiebezogenen Prozeßdaten für Brennstoffketten verschiedener Energiesysteme

AP-PDS-2: Ergänzung der energiebezogenen Prozeßdaten für Brennstoffketten der Energiesysteme

AP-PDS-3: Kenndaten der Prozeßketten in GEMIS unter Einbeziehung der Endenergieumwandlung und -verteilung

Besuchs- und Reise-Berichte

AP-REP-1: Besuchsbericht: BIO-Technische Abfallverwertung GmbH, München

AP-REP-2: Besuchsbericht: Forschungsstelle für Energiewirtschaft

AP-REP-3: Besuchsbericht: Hamburg/Prof.Page

AP-REP-4: Besuchsbericht: Karlsruhe/Tagung EDV-Umwelt

AP-REP-5: Besuchsbericht: Stadtwerke Rottweil

AP-REP-6: Besuchsbericht USA: Aspects of Environmental Impact Analysis and Energy Planning in the United States of America

A-8 Abkürzungsverzeichnis

AGFW	Arbeitsgemeinschaft Fernwärme
AP	Arbeitspapier
BACT	Best Available Control Technology
BHKW	Block-Heizkraftwerk
BImSchV	Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutz-Gesetzes
BKS	Braunkohlenstaub
BPA	Bonneville Power Administration
Cd	Cadmium
CnHm	Kohlenwasserstoffe
CO	Kohlenmonoxid
CO2	Kohlendioxid
DeNOx	Stickoxidminderung
DFVLR	Deutsche Forschungs- und Versuchsanstalt für Luft- und Raumfahrt
DOE	US Department of Energy
EDS	Emissions-Datensatz
EMF	Elektromagnetische Felder
EPA	US Environmental Protection Agency
FFE	Forschungsstelle für Energiewirtschaft
GAU	Größter anzunehmender Unfall
GEMIS	Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme
Gew.%	Gewichts-Prozent
GFAVO	Großfeuerungsanlagen-Verordnung (13.BImSchV)
GhK	Gesamthochschule Kassel
GT	Gasturbine
H2S	Schwefelwasserstoff
HCl	Chlorwasserstoff
HF	Fluorwasserstoff
Hg	Quecksilber
HHS	Holz-Hackschnitzel
HKW	Heizkraftwerk
Hu	Heizwert
IIASA	Internationales Institut für Angewandte Systemanalyse

IKE	Institut für Kernenergetik und Energiesysteme
IOA	Input-Output-Analyse
ISI	Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung
kW	Kilo-Watt
KFA	Kernforschungsanlage Jülich
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MBTU	Million British Thermal Units
MW	Mega-Watt (106 Watt)
MWh	Mega-Wattstunden (106 Wattstunden)
NOx	Stickoxide
ORNL	Oak Ridge National Laboratory
OTS	organische Trockensubstanz
PAH	polyzyklische aromatische Kohlenwasserstoffe
Pb	Blei
PCDD	polychlorierte Dibenzo-Dioxine
PCDF	polychlorierte Dibenzo-Furane
PKA	Prozeßketten-Analyse
ppm	parts per million
QT-REA	quasitrockene Rauchgasentschwefelungsanlage
REA	Rauchgasentschwefelungs-Anlage
RGR	Rauchgasreingungs-Anlage
SCL	Seattle City Light
SCR	Selective Catalytic Reduction
SNCR	Selective Noncatalytic Reduction
SO2	Schwefeldioxid
T-REA	trockene Rauchgasentschwefelungsanlage
TA Luft	Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft
TAV	Trocken-Additiv-Verfahren
TJ	Tera-Joule (1012 Joule)
TOTEM	Total-Energy-Modul
UBA	Umweltbundesamt
UMK	Umweltminister-Konferenz
UNEP	United Nations Environmental Programme

UTA	Uran-Trenn-Arbeit
VDEW	Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke
vol.	volume bzw. Band
Vol%	Volumen-Prozent
WEC	World Energy Conference
WSF	Wirbelschichtfeuerung
ZWSF	zirkulierende Wirbelschichtfeuerung